

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

« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения горно-
гидрометаллургического комбината «Маломыр» с центром питания подстанция
Февральская

Исполнитель

студент группы 942-об3

(подпись, дата)

Д.А. Кривошеев

Руководитель

профессор, доктор. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант: по
безопасности и
экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент

(подпись, дата)

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
« ____ » _____ 2023 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Кривошеева Дмитрия Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция системы внешнего электроснабжения горно-гидрометаллургического комбината «Маломыр» с центром питания подстанция Февральская

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, материалы производственной и преддипломной практик, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика климатических условий и территориальные особенности Селемжинского района Амурской области; разработка вариантов внешнего электроснабжения; проектирование: молниезащита и заземление; релейная защита и автоматика; организация измерения и учёта электроэнергии; инвестиционная привлекательность варианта развития электрической сети; безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Карта-схема Селемжинского района; однолинейная схема электрической сети Селемжинского района; Однолинейная схема подстанции, компоновка подстанции; инвестиционная привлекательность.

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Наталья Викторовна Савина, профессор, доктор. тех. наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГГМК «МАЛОМЫР»	10
1.1 Краткое описание ГГМК «Маломыр	10
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	11
1.3 Характеристика центров питания	13
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ГГМК «МАЛОМЫР»	15
3 РАСЧЁТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	20
3.1 Расчёт нагрузок потребителей ПС Маломыр	20
3.2 Расчет нагрузок потребителей подстанций рассматриваемого района электрических сетей	22
3.3 Прогнозирование нагрузки потребителей рассматриваемого района	25
4 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	28
4.1 Разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения и их анализ	28
4.2 Выбор номинального напряжения	35
4.3 Компенсация реактивной мощности	35
4.4 Выбор марки и сечения провода	38
4.5 Оценка целесообразности замены трансформаторного оборудования на ПС Маломыр	40
5 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС МАЛОМЫР	43
5.1 Выбор типа РУ подстанции	43
5.2 Расчёт токов короткого замыкания	43
5.3 Проверка ячеек КРУ	46
5.4 Проверка выключателей	46
5.5 Проверка разъединителей	50
5.6 Проверка трансформаторов собственных нужд	51

5.7	Выбор трансформатора тока	52
5.8	Выбор трансформаторов напряжения	59
5.9	Выбор и проверка сборных шин	60
5.10	Проверка опорных изоляторов	61
5.11	Выбор ОПН	63
6	МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПС МАЛОМЫР	68
6.1	Заземление ПС Маломыр	68
6.2	Защита от прямых ударов молнии	74
7	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПС МАЛОМЫР	77
7.1	Выбор системы оперативного тока ПС Маломыр	77
7.2	Расстановка средств релейной защиты в реконструируемой схеме внешнего электроснабжения	79
7.3	Релейная защита силового трансформатора	80
7.4	Релейная защита ВЛ ПС Стойба – ПС Маломыр	87
8	СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ПС МАЛОМ	97
9	ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ПС МАЛОМЫР	99
10	ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ	102
10.1	Расчет капиталовложений	102
10.2	Расчет потерь электроэнергии	104
11	БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ	106
11.1	Безопасность	106
11.2	Производственная санитария	108
11.3	Техника безопасности	111
11.4	Экологичность	111
11.5	Чрезвычайные ситуации	114

Заключение	120
Библиографический список	121

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 124 с., 16 рисунков, 25 таблиц, 30 использованных источников.

МОДЕРНИЗАЦИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, НАДЕЖНОСТЬ, ЭКОНОМИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, УСТОЙЧИВОСТЬ СИСТЕМЫ.

Целью данной квалификационной работы является снижение потерь мощности при транспорте электроэнергии в результате реконструкции системы внешнего электроснабжения для ГГМК «Маломыр».

Актуальность данной работы связана с увеличением выработки предприятия ГГМК «Маломыр», как следствие возрастает потребление, что влечет за собой увеличение потерь мощности.

В результате проведённых расчётов и анализа полученных данных по реконструкции системы внешнего электроснабжения удалось добиться снижения потерь мощности.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва

АПВ – автоматическое повторное включение

ВЛ – воздушная линия электропередачи

ВРУ – вводно-распределительные устройства

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

МТЗ – максимальная токовая защита

ПА – противоаварийная автоматика

ПС – подстанция

РЗА – релейная защита и автоматика

РУ – распределительное устройство

ТН – трансформатор напряжения

ТО – токовая отсечка

ТС – телесигнализация

ТТ – трансформатор тока

УЗО– устройство защитного отключения

ЦС – центральная сигнализация

ВВЕДЕНИЕ

Промышленные предприятия – существенный потребитель электрической мощности, в связи с чем уделяется большое внимание качеству и надежности электроснабжения, так как сам процесс производства зависит от бесперебойного питания, в противном случае предприятия будут терпеть колоссальные убытки. В свою очередь электроснабжение предприятия делится на такие подгруппы, как: внешнее электроснабжение и внутреннее электроснабжение. Внешнее электроснабжение – это часть электрической сети, которая обеспечивает питание электроэнергией предприятия или другого объекта. Она включает в себя головное оборудование на районной подстанции (выключатели, линии электропередачи, трансформаторы), а также коммутационную аппаратуру на стороне высокого напряжения на главной подстанции. Головное оборудование обеспечивает передачу электроэнергии от подстанции энергосистемы на предприятие, а коммутационная аппаратура обеспечивает переключение и контроль энергосистемы.

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время территория Селемджинского района является очень перспективной с точки зрения экономического развития, предусмотренного в рамках федеральной целевой программы «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока на период до 2035 года». Активное развитие и увеличение электропотребления до 2035 года связано с ростом объемов добычи руд и песков драгоценных металлов (золота, серебра, металлов платиновой группы) Маломырским рудником. В перспективе планируется помимо добычи окисленной руды, отработка первичных руд. В результате чего, необходимо спроектировать дополнительное дробильно-измельчительное отделение и строительство корпуса флотации с тремя ветками флотации и узла погрузки флотоконцентрата.

Основная цель выпускной квалификационной работы заключается в

реконструкции существующей системы электроснабжения для ГГМК "Маломыр". В результате система должна обеспечивать надежное и качественное питание рудника, чтобы обеспечить бесперебойную работу всех его производственных процессов.

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

- Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок.
- Выбор варианта реконструкции внешнего электроснабжения ГГМК «Маломыр».
- Для анализа целесообразности замены оборудования был проведён расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Маломыр;
- Проверка действующего высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС Маломыр;
- Определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- Расчёт релейной защиты
- Расчёт экономической привлекательности проекта.

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

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГГМК «МАЛОМЫР»

1.1 Краткое описание ГГМК «Маломыр»

Золотоизвлекательная фабрика «Маломыр» базируется на Маломырском месторождении в Селемджинском районе Амурской области.

Цель производства – добыча золота и серебра (попутно) из золотосодержащего руд участка «Кварцитовый» месторождения «Маломыр».

Разработчик проекта – ГП «Petrovsk» (г. Благовещенск). Разработчик технологической части проекта – ЗАО «ПХМ Инжиниринг» (г. Москва).

В соответствии с проектом добыча руды осуществляется открытым способом. По типу руды, месторождения делятся на легкодобываемые и труднодобываемые. Окисленные и кварциты руды относятся к легкодобываемым рудам, которые обрабатываются по технологии прямого цианирующего сорбции 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 залежи руд будут обрабатываться способом флотации и автоклавным процессом, предусмотренным в плане "Полное Развитие". Фабрика работает круглосуточно и без выходных дней в году. Конечный продукт - катодный осадок - перерабатывается на плавильном участке ЗИФ №1 ГГМК "Маломыр" в слитки черновой золотой руды - сплав Доре. Производимыми товарами являются золотые и серебряные слитки, произведенные аффинажным заводом по стандартам ГОСТ 28058 -89 и 28559-90. 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 полусамозмельчения и шаровых мельницах; при измельчении осуществляется первичное цианирование;

- ступение измельчённого материала перед цианированием;
- предварительное цианирование;
- сорбционное цианирование;
- регенерация смолы;
- электролиз;
- съём и сушка осадка;
- складирование отвальных хвостов в хвостохранилище наливного типа и полный водооборот из хвостохранилища (неосновной, временный вариант – дополниого ввода в работу узла фильтрации хвостов);

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности Селемджинского района

ГГМК «Маломыр» находится в Селемджинском районе Амурской области. Площадь месторождения составляет 1,5 км².

Селемджинский район - северо-восточный район Амурской области, граничащий с юго-восточными районами Хабаровского края, юго-западными и западными регионами Мазановского района, а также с северо-западом Зейского района. Занимаемая районом территория 46,7 тыс. км² (практически 13% территории Амурской области). В районе 6 поселков городского типа и 4 сельских населенных пунктов.

Район расположен в зоне 1-6 – балльной сейсмичности.

Территория Селемджинского района расположена в бассейне среднего течения реки Амур и характеризуется густым речным рельефом. Извилистость рек варьируется от слабой до умеренной, что способствует благоприятным условиям для стока воды.

Климат района резкоконтинентальный с суровой длинной зимой и коротким жарким летом.

Данные в таблице 1 указывают на низкую среднегодовую температуру (-3,6 °С) и особый режим распределения осадков в течение года, при котором большая часть осадков выпадает летом (июнь, июль, август), в период наибольшей циклонической активности, которая приводит к увеличению

количества дождей и ливней. В этом периоде наблюдается повышение уровня реки Селемджи и ее притоков до 3.5 м. К концу лета и началу осени количество осадков начинает уменьшаться. Снежный покров имеет среднюю глубину от 25 до 36 см на большей части района, но в северной части может достигать от 53 до 60 см. Снежный покров лежит с октября месяца до апреля месяца, когда количество осадков достигает минимума. Ветровой режим в Селемджинском районе тесно связан с преобладающим западным направлением воздушных масс и характеризуется преобладанием ветров северо- западного направления. Сезонные изменения ветров также хорошо выражены: зимой преобладают ветры северных направлений, летом - южных, весной и осенью ветер может быть очень сильным и порывистым из-за перестройки циркуляции атмосферы и смены направлений воздушных потоков. Если средние годовые скорости его 1-3,5 м/сек то весной, в апреле, мае, средние месячные скорости становятся равными 2-2,5 м/сек., а в отдельные дни достигают 10-15 м/сек.

На основании карт районирования территории Амурской области, в соответствии с Правилами устройства электроустановок, Селемджинский район относится по ветровому давлению на уровне 10 м над поверхностью земли к району III - 650 Па (32 м/сек), по толщине стенки гололеда - к району III- от 15,1 до 20 мм.

Таблица 1– Природно-климатические условия Селемджинского района Амурской области

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	3,6
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	20
Температура гололедообразования, °С	-5
Минимальная температура воздуха, °С	-30
Среднегодовая температура воздуха, °С	-3,6
Максимальная температура воздуха, °С	+25
Число грозных часов в год	10-20
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3,0
Состав почвы	Буропodzолистые
Преобладающее направление ветров	Северно-западное

1.3 Характеристика центров питания

ПС 220 кВ Февральская находится в Селемжинском районе Амурской области и выполняет функции:

- 1) Источника питания для Тындинского отделения железной дороги;
- 2) Источника питания для потребителей Селемжинского района.

От шин 110 кВ ПС Февральской получают питание подстанции: Селемжинск, Стойба, Маломыр, Драга 93 и Рудная.

Стоит отметить, что ПС Февральская является связующим звеном между Южно-Якутским энергорайоном энергосистемы Якутии, Зейской ГЭС, ПС Амурской и Хабаровского края с Еврейской автономной областью.

ОРУ-220кВ и ОРУ-110 кВ выполнено по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин». В ОРУ-110 масляные трехполюсные типа МКП-110.

Система собственных нужды представлена по системе TN-C. Питание устройств обогрева шкафов ОРУ-110 кВ, приводов элегазовых выключателей 220 кВ и выключателей 110 кВ, осуществляется по сети 220 В.

Основным источником электроэнергии для ГГМК «Маломыр» является подстанция Маломыр, работающая на напряжении 110/35/6 кВ. Эта подстанция питается через две линии передачи электроэнергии: первая цепь Стойба – Маломыр 1 и вторая цепь Стойба – Маломыр 2. Распределительное устройство 110 кВ в ПС Маломыр построено по схеме «Две рабочие системы шин», а распределительное устройство 6 кВ осуществляется по схеме «Одна секционированная система шин». Для работы ПС Маломыр установлены два трансформатора типа ТМТН-16000/110/35/6 кВ.

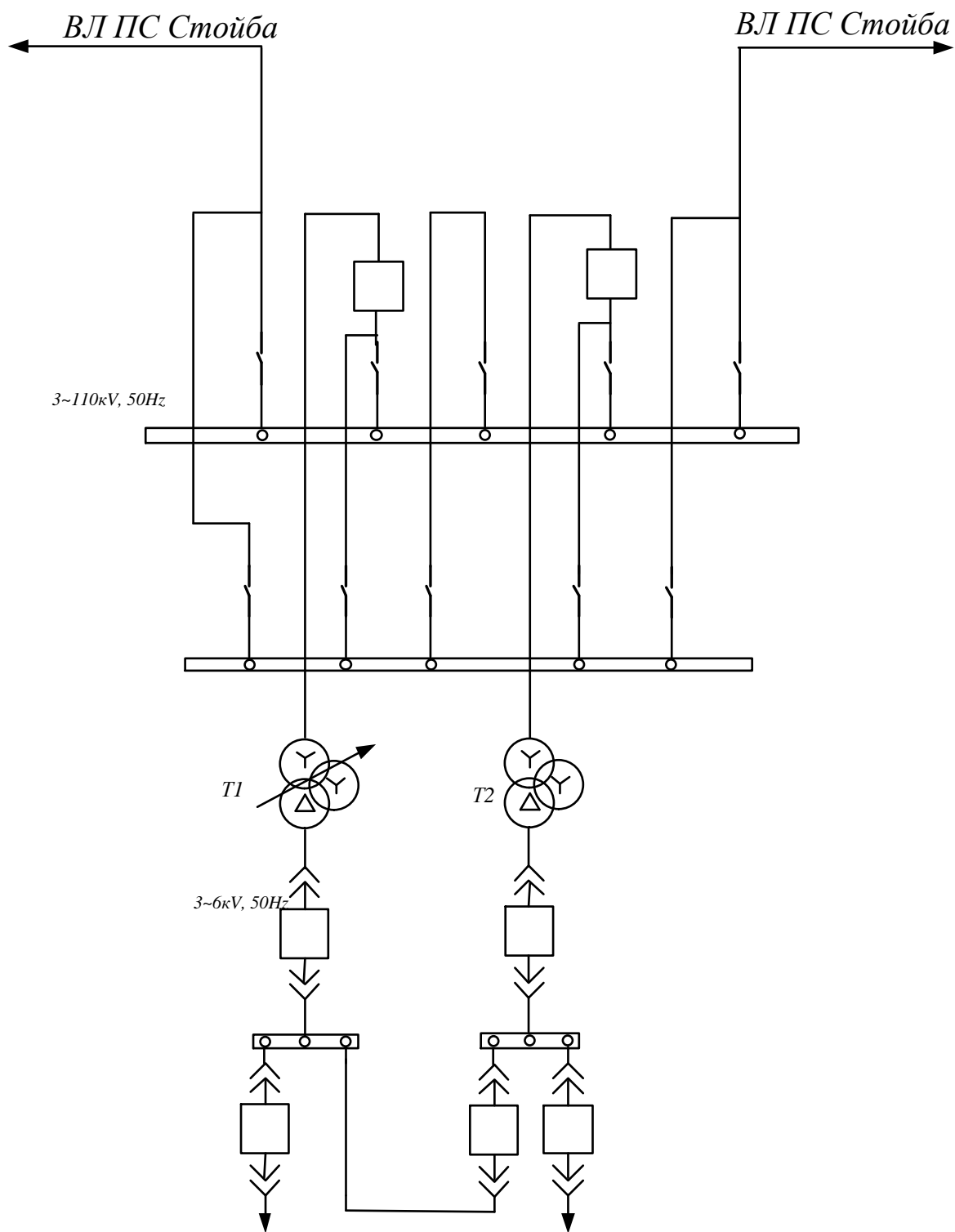


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Маломыр

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ГГМК «МАЛОМЫР»

Производственно-технический комплекс Маломырского комбината по добыче и переработке металлических руд является одним из крупнейших в стране. Предприятие занимается первичной обработкой твердых полезных ископаемых с целью получения продуктов, которые имеют высокую техническую ценность. Основными видами сырья являются руды цветных металлов, черных металлов и неметаллических полезных ископаемых, таких как фосфорные и графитовые руды. Технологический процесс: рудоподготовка, гидрометаллургия, дробление, колосниковый грохот и прием руды.

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

Руда, находящаяся в бункере, транспортируется на пластинчатый конвейер, который переносит ее в щековую дробилку для измельчения до размера 250 миллиметров. Затем измельченный материал перемещается на ленточный транспортер и направляется в отделение для дальнейшей обработки. Перед началом процесса измельчения, руда взвешивается на ленточных весах конвейера. Отделение измельчения находится в корпусе измельчения, размеры которого составляют 60×24 метра. Дробленая руда, вместе с негашеной комовой известью, передается на первую стадию измельчения через ленточный конвейер. На этой стадии работает мельница мокрого полусамоизмельчения «Каскад».

Мельница работает в замкнутой системе со спиральным классификатором, куда вместе с рудой подаются пески и оборотная вода (1000м³) для поддержания содержания твердого вещества в измельченном материале на уровне 80-85%. Слив классификаторов, содержащий до 70 процентов твердого материала, переливается через порог и проходит через фильтр для удаления крупных щепок. Затем он попадает в резервуары, в которые также попадает часть слива из шаровых мельниц, гидроциклоны и оборотная вода для поддержания уровня. Пульпа, получаемая в результате

первичной переработки твердых полезных ископаемых, поступает в гидроциклонную батарею, состоящую из пяти гидроциклонов модели CAVEX каждый. После прохождения через гидроциклоны песок с содержанием твердого материала 70–75% поступает на измельчение во вторую стадию в шаровую мельницу модели МШЦ 32Х54. Затем измельченный материал поступает в сборный резервуар (зумпф), где ждет дальнейшей обработки.

Если сгущение пульпы не производится, то насос из зумпфа подает ее непосредственно в отделение сорбции и цианирования. Однако, если имеется система сгущения, пульпа направляется в сгуститель, перед тем как попасть на дальнейшие стадии обработки.

После сгущения и сепарации, пульпа слива гидроциклонов направляется в питательный колодец сгустителя, который обеспечивает тангенциальный поток. В этот же колодец добавляется раствор флокулянта из специальной установки для его приготовления и дозирования, а также обратная вода для разбавления пульпы. Через верхнюю часть сгустителя, которая осветлена, можно разбавлять пульпу, поступающую в питательный колодец. При процессе обработки руды, разбавленная пульпа смешивается с раствором флокулянта, который объединяет мелкие частицы твердой фазы в более крупные - флокулы. Это позволяет ускорить процесс осаждения, так как флокулы оседают быстрее, чем мелкие частицы по отдельности.

Сгущенный продукт затем транспортируется в центральную нижнюю часть сгустителя с помощью грабли к месту разгрузки. В верхней части сгустителя происходит осветление раствора, который равномерно переливается через край чаши сгустителя по всему её периметру и стекает по концентрическому сливному желобу к месту сбора слива сгустителя. После разгрузки, пульпа направляется на дальнейшую переработку в участок гидromеталлургии, расположенный в корпусе сорбции. Этот участок включает несколько отделений, таких как цианирование и сорбция, регенерация электролита, приготовление растворов реагентов и узел фильтрации хвостовой пульпы. Каждое отделение выполняет свои технологические операции,

необходимые для дальнейшей обработки пульпы.

Цианирование - это процесс, который используется для извлечения золота из руды. Раствор цианида наносится на материалы, содержащие золото, и золото растворяется в растворе цианида.

Сорбция - это процесс, при котором растворенные металлы извлекаются из раствора и адсорбируются на поверхности других материалов. Регенерация электролита - это процесс восстановления электролита, который используется в электролизе. Узел фильтрации хвостовой пульпы - это место, где отделяются твердые частицы от жидкости, которые не были обработаны на предыдущих этапах. В целом, процесс обработки руды является сложным и многоэтапным, и каждый этап играет важную роль в получении конечного продукта.

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.

В отделении регенерации проводятся несколько операций. Всего имеется пять регенерационных колонн, которые работают непрерывно, однако только пять из них находятся в активном состоянии. Колонны соединены в единую технологическую цепь, работающую в режиме противотока. Это означает, что смола перемещается от одной колонны к другой в одном направлении, а

рабочие растворы или вода для отмывки – в противоположном. Перемещение смолы осуществляется автоматически с определенной периодичностью. Некоторые цианидные комплексы, например, металлов-примесей, обладают меньшим сродством к смоле, поэтому они легко десорбируются и могут быть удалены. 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.

Напорный регенерат из резервуара поступает на каскадную цепочку электролизеров, которые соединены последовательно и работают на электролиз. Регенерат движется самотеком по цепи, обогащаясь по золоту на каждом этапе. На последнем этапе регенерат становится товарным и выходит из цепи. Электролизеры получают постоянный электрический ток от неперверсивного выпрямителя ВГ-ТПВ-3,15к-24-0-УХЛ4 на свои катоды и аноды. Под воздействием тока на катодах и анодах происходят электрохимические реакции, в результате которых золото и серебро восстанавливаются на катодах, образуя катодный осадок. Каждые два-три месяца необходимо проводить сбор и удаление катодного осадка из электролизеров. Этот процесс включает в себя несколько этапов:

- Прекращение подачи товарного регенерата.
- Выключение выпрямителя.
- Отсоединение шлейфов электропитания (токоподводов).
- Поочередное вынимание электродной сборки из ванн каждого электролизера и установка ее на специальный стенд.
- Снятие катодного осадка со стенда.

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. Вместо извлечения электродной сборки из ванны электролизера, устанавливается уже подготовленная к работе сборка, которая находится в обороте, и тем самым процесс электролиза возобновляется. Катодный осадок, который высушен и используется как сырье для процесса плавки, помещается в специальную тару, после чего производится его взвешивание, опломбирование и учет в рабочем журнале. Затем катодный осадок вместе с соответствующими документами перемещается на ЗИФ-1 АО "Покровский рудник", где он подвергается плавке с использованием известной технологии, в результате чего получают готовые продукты - слитки сплава Доре. Все операции по получению слитков сплава Доре из сырья, принадлежащего ГГМК «Маломыр», 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

3 РАСЧЁТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данном разделе представлен расчёт электрической нагрузки как для ПС Маломыр, так и вероятностные нагрузки для других подстанций Селемжинского района электрических сетей

3.1 Расчёт нагрузок потребителей ПС Маломыр

Так как в данном проекте рассматривается реконструкция существующей системы внешнего электроснабжения горно-гидрометаллургического комбината, расчёт нагрузок ПС Маломыр будет выполняться по упрощенным формулам с использованием таких параметров как средневзвешенный коэффициент использования, а также средневзвешенный коэффициент мощности.

Основные данные необходимые для расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика основных потребителей ПС Маломыр

Наименование потребителя	Коэффициент использования k_u	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Установленная мощность (кВт)
Заводоуправление	0,31	0,7	240
Главные корпус	0,4	0,7	1560
Блок вспомогательных цехов	0,35	0,7	1700
Насосно-компрессорная	0,7	0,8	2200
Цех флотации	0,75	0,8	6500
Измельчительно-дробильное отделение	0,8	0,8	750
Цех гидрометаллургии	0,6	0,7	10000
Сторонняя нагрузка	0,8	0,85	2000

Расчёт электрических нагрузок на примере заводоуправления

Установленная активная мощность:

$$P_{уст} = 240 \text{ кВт}$$

Коэффициент использования

$$k_u = 0,31$$

Коэффициент мощности

$$\cos \varphi = 0,7$$

Расчетная активная мощность заводоуправления определяется по следующей формуле:

$$P_p = P_{уст} \cdot k_u \quad (1)$$

$$P_p = 240 \cdot 0,31 = 74,4 \text{ кВт}$$

Расчетная полная мощность заводоуправления определяется по следующей формуле:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi} \quad (2)$$

$$S_p = \frac{74,4}{0,7} = 106,3 \text{ кВА}$$

Расчетная реактивная мощность заводоуправления определяется по следующей формуле

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2} \quad (3)$$

$$Q_p = \sqrt{106,3^2 - 74,4^2} = 76 \text{ кВАр}$$

Результаты расчета по остальным потребителям сведены в таблицу 3

Таблица 3– Расчет нагрузок потребителей ПС Маломыр

Наименование потребителя	Коэффициент использования k_u	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	$P_{уст}$ (кВт)	P_p (кВт)	Q_p (кВАр)	S_p (кВА)
Заводоуправление	0,31	0,7	240	74	76	106,3
Главные корпус	0,4	0,7	1560	624	636	891,4
Блок вспомогательных цехов	0,35	0,7	1700	595	607	850
Насосно-компрессорная	0,65	0,75	2200	1430	1262	1907
Цех флотации	0,6	0,8	6500	3900	2925	4875
Измельчительно-дробильное отделение	0,7	0,8	750	525	393	656
Цех гидрометаллургии	0,6	0,7	10000	6000	6121	8571
Сторонняя нагрузка	0,8	0,85	2000	1600	991	1882
Суммарные значения				14748	13011	19738

На основе полученных результатов расчёта в дальнейшем проводится оценка целесообразности установки устройств компенсации на ПС Маломыр

3.2 Расчет нагрузок потребителей подстанций рассматриваемого района электрических сетей

В данном разделе будет производиться расчёт нагрузок для других подстанций Селемжинского района электрических сетей с использованием вероятностно-статистического метода на основе реальных данных (данные контрольных замеров за ближайшие 5 лет) является важным инструментом для принятия обоснованных решений в реконструкции сети внешнего электроснабжения.

На основании этих данных далее будет проводиться выбор и проверка

оборудования линий электропередачи и подстанции, а также расчет различных режимов работы.

В качестве необходимых данных которые будут использоваться в дальнейших расчетах являются средняя, эффективная и максимальная мощность нагрузки.

Расчет средней мощности выполняется по следующей формуле:

$$P_{cp} = \frac{\sum P_i}{N} \quad (4)$$

$$Q_{cp} = \frac{\sum Q_i}{N} \quad (5)$$

где P_i – активная мощность нагрузки для каждого замера (МВт);

Q_i – реактивная мощность нагрузки для каждого замера (Мвар);

N – количество замеров (ед.);

Расчет эффективной мощности выполняется по следующей формуле:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2}{N}} \quad (6)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{\sum Q_i^2}{N}} \quad (7)$$

Максимальная мощность нагрузки определяется из данных контрольного замера путем выбора наибольшего значения, из всех замеров.

Проводим расчет данных параметров на примере одной ПС Стойба, выполняем расчет средней активной и реактивной мощности:

$$P_{cp} = \frac{18,31+19,65+18,29+18,22}{4} = 18,617 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp} = \frac{2,99+3,62+3,11+3,53}{4} = 3,313 \text{ МВАр}$$

Средняя полная мощность определяется как:

$$S_{cp} = \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2} \quad (8)$$

$$S_{cp} = \sqrt{14,045^2 + 3,313^2} = 14,43 \text{ МВА}$$

Выполняем расчет эффективной мощности для ПС Стойба:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{18,31^2 + 19,65^2 + 18,29^2 + 18,22^2}{4}} = 18,627 \text{ МВт}$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{2,99^2 + 3,62^2 + 3,11^2 + 3,53^2}{4}} = 3,323 \text{ кВАр}$$

Максимальная мощность, как указано раньше наибольшая из всех замеров:

$$P_{.м} = 19,65 \text{ МВт}$$

$$Q_{.м} = 3,62 \text{ МВАр}$$

Максимальная полная мощность:

$$S_{.м} = \sqrt{P_{.м}^2 + Q_{.м}^2} \quad (9)$$

$$S_{.м} = \sqrt{19,65^2 + 3,62^2} = 19,981 \text{ МВА}$$

По аналогичным формулам производим расчёт для других подстанций, результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчетные данные по нагрузке подстанций

Наим. ПС	$P_{.м}$ (МВт)	$Q_{.м}$ (МВАр)	$S_{.м}$ (МВА)	P_{cp} (МВт)	Q_{cp} (МВАр)	S_{cp} (МВА)	$P_{эф}$ (МВт)	$Q_{эф}$ (МВАр)
Февральская	24,45	3,2	24,66	23,62	3,01	23,83	23,67	3,02
Стойба	19,65	3,62	19,98	14,05	3,31	14,43	18,63	3,32

Драга 93	3,19	0,88	3,29	2,66	0,74	2,77	2,68	0,75
Рудная	13,60	3,00	13,93	13,10	2,78	13,39	13,11	2,78

3.3 Прогнозирование нагрузки потребителей рассматриваемого района

При реконструкции системы электроснабжения необходимо иметь данные не только о фактических данных нагрузки, но и о их значениях на перспективу т.е. прогнозных значений нагрузки, следовательно, далее проводим прогнозирование нагрузки с помощью формулы сложных процентов которая выглядит следующим образом:

Для максимальной активной мощности:

$$P_{прм} = P_m \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (10)$$

Для максимальной реактивной мощности:

$$Q_{прм} = Q_m \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (11)$$

Для максимальной полной мощности:

$$S_{прм} = S_m \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (12)$$

где ε - годовое увеличение нагрузки согласно статистическим данным (%).

T - период прогнозирования (лет)

Для средней активной мощности:

$$P_{прср} = P_{ср} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (13)$$

Для средней реактивной мощности:

$$Q_{прср} = Q_{ср} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (14)$$

Для средней полной мощности:

$$S_{прср} = S_{ср} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (15)$$

Прогнозирование проводим сроком на 5 лет при этом годовое увеличение нагрузки принимаем 7,8%, для эффективной мощности формулы расчета аналогичны.

Проводим расчет на примере ПС Стойба

$$P_{прм} = 19,65 \cdot \left(1 + \frac{5,4}{100}\right)^5 = 33,25 \text{ МВт}$$

$$Q_{прм} = 3,62 \cdot \left(1 + \frac{5,4}{100}\right)^5 = 6,13 \text{ МВАр}$$

$$S_{прм} = 19,98 \cdot \left(1 + \frac{5,4}{100}\right)^5 = 33,81 \text{ МВАр}$$

$$P_{прср} = 14,05 \cdot \left(1 + \frac{5,4}{100}\right)^5 = 23,77 \text{ МВт}$$

$$Q_{прср} = 3,31 \cdot \left(1 + \frac{5,4}{100}\right)^5 = 5,60 \text{ МВАр}$$

$$S_{прср} = 14,43 \cdot \left(1 + \frac{5,4}{100}\right)^5 = 24,42 \text{ (Мвар)}$$

Аналогичным способ рассчитываем для других ПС.

Таблица 5 – Расчётные данные для подстанций

ПС	P_m (МВт)	Q_m (МВАр)	S_m (МВА)	P_{cp} (МВт)	Q_{cp} (МВАр)	S_{cp} (МВА)	$P_{эф}$ (МВт)	$Q_{эф}$ (МВАр)
Февральская	41,37	5,41	41,73	39,97	5,09	40,32	40,05	5,11
Стойба	33,25	6,13	33,81	23,77	5,60	24,42	18,63	3,32
Маломыр	19,65	3,62	19,89	21,41	3,80	22,5	22,60	4,16
Драга 93	5,40	1,49	5,57	4,50	1,252	4,69	4,54	1,269
Рудная	23,01	5,08	23,57	22,17	4,70	22,66	22,18	4,70

4 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения и их анализ

В данном разделе необходимо разработать варианты реконструкции электрической сети с целью модернизации системы внешнего электроснабжения ПС Маломыр.

Вариант №1: Сохранение существующей схемы внешнего электроснабжения ПС Маломыр. Длина питающей ВЛ для ПС Маломыр от ПС Стойба составляет 35 км. Распределительное устройство ПС Маломыр для данного варианта выполнено по принципиальной схеме 13 «две рабочие системы шин», которое применяется при 5 и более присоединениях, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, но допускающих потерю напряжения при повреждении в зоне сборных шин на время оперативных переключений по переводу присоединений на другую систему шин; при необходимости деления сети. Карта-схема данного варианта изображена на рисунке 2, однолинейная схема РУ изображена на рисунке 3.

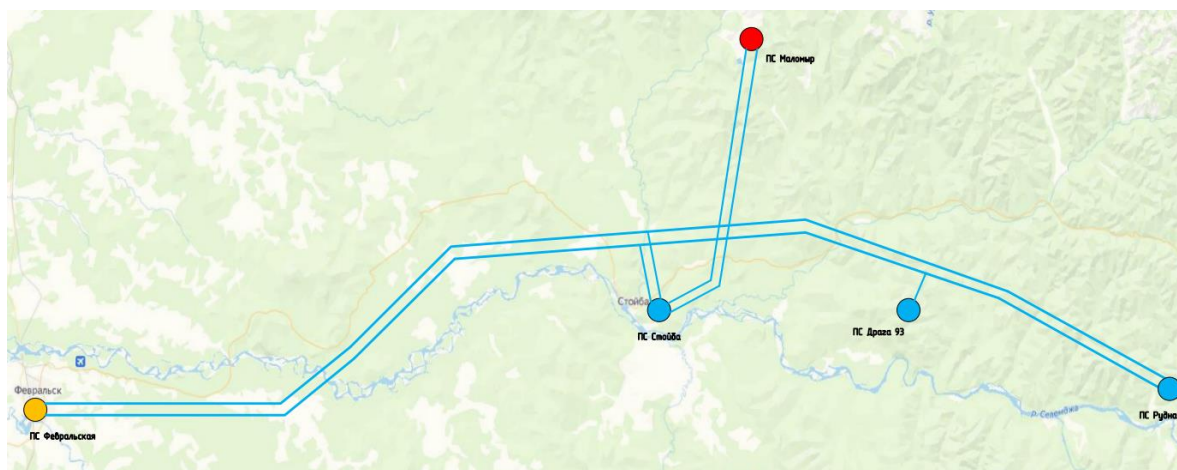


Рисунок 2 – Карта-схема варианта №1 реконструкции сети внешнего электроснабжения ПС Маломыр

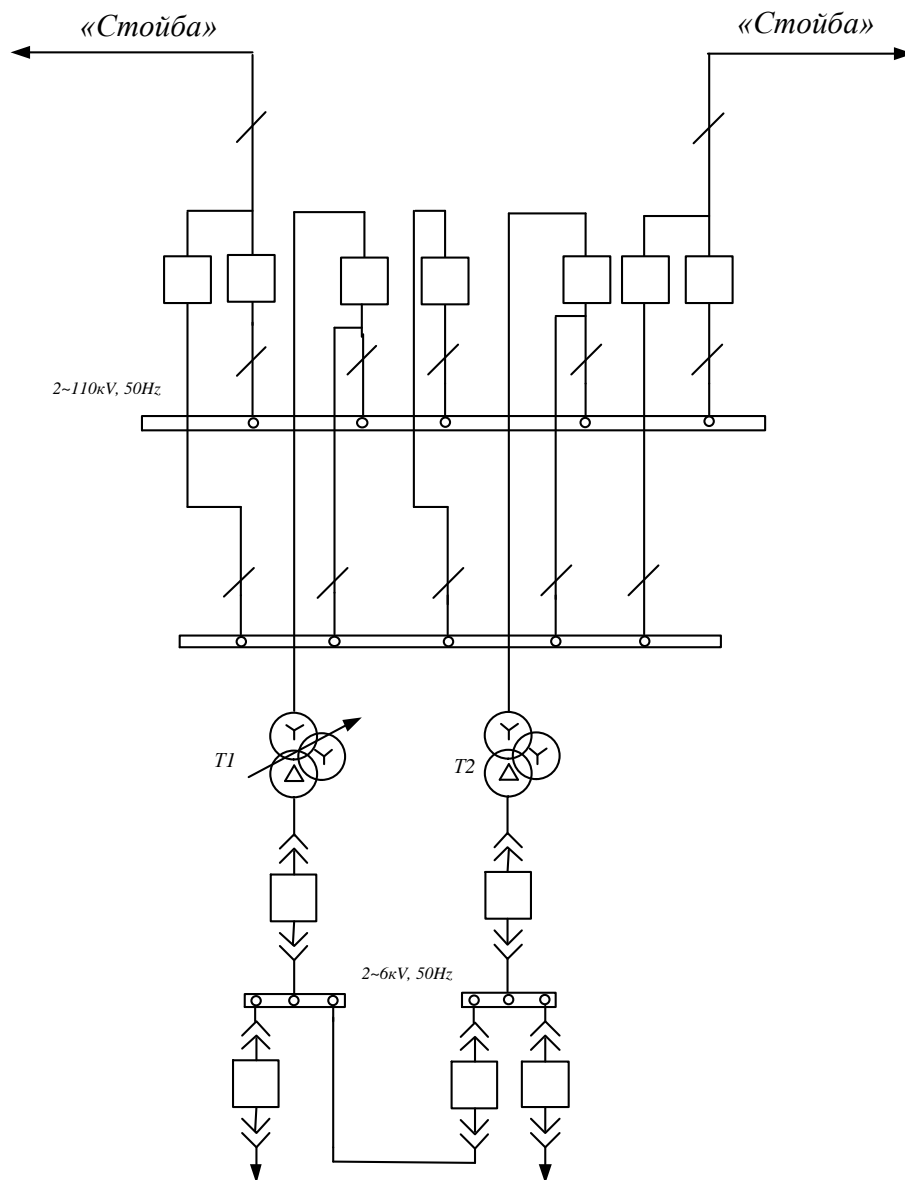


Рисунок 3 – однолинейная схема ПС Маломыр при реализации варианта №1.

Вариант №2: Включение ПС Маломыр по схеме 5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов к ВЛ 110 кВ ПС Февральская 1 – ПС Рудная 1.

Источником питания для ПС Маломыр при реализации данного варианта реконструкции будет выступать ПС Февральская и ПС Рудная.

Карта - схема данного типа подключения представлены на рисунке 4, однолинейная схема ПС Маломыр для данного варианта представлена на рисунке 5.

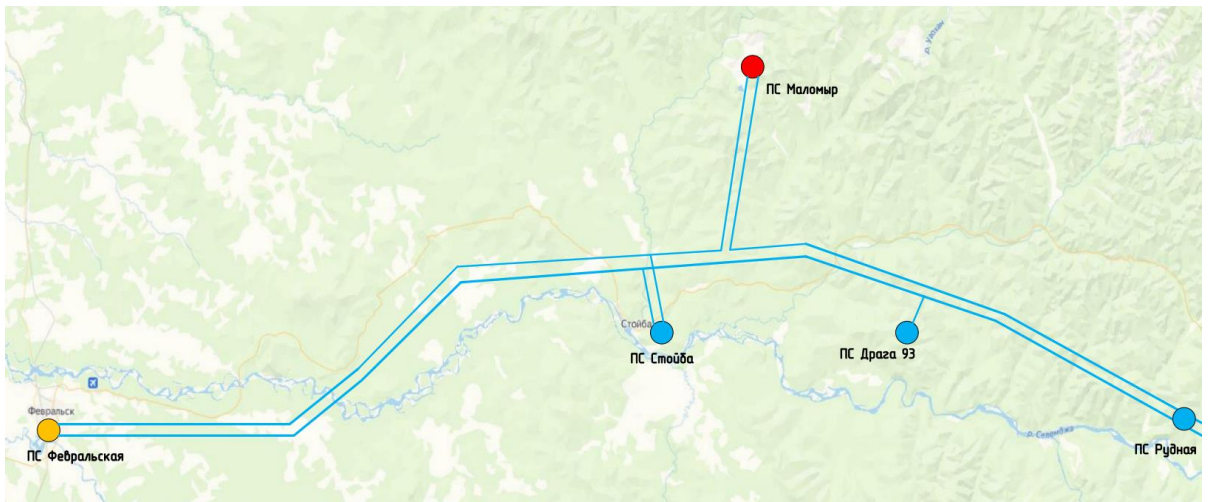


Рисунок 4 – Карта-схема варианта №2 реконструкции сети внешнего электроснабжения ПС Маломыр

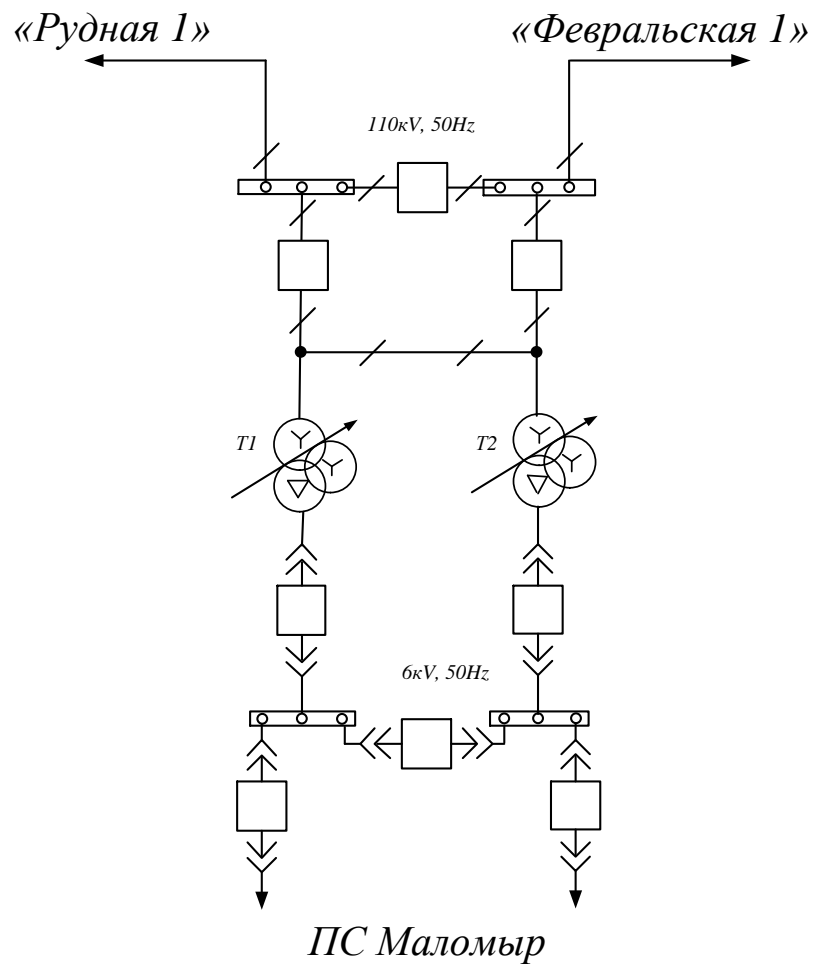


Рисунок 5 – Однолинейная схема ПС Маломыр при реализации варианта №2

Таблица 6 - – Длина линий и количество выключателей для схемы №2

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выключателей
Февральска – Маломыр	1	100	3
Рудная – Маломыр	1	69	
Суммарная длина ВЛ = 169км			

Вариант №3: Подключение ПС Маломыр по отпаечной схеме к проходящим рядом ВЛ 110 кВ ПС Февральская 1 – ПС Рудная 1 и ПС Февральская 2 – ПС Рудная 2.

Источником питания для ПС Маломыр при реализации данного варианта реконструкции будет выступать ПС Февральская и ПС Рудная.

Карта схема данного варианта представлена на рисунке 6, однолинейная схема ПС Маломыр для данного варианта представлена на рисунке 7. Даная схема подключения так же обеспечивает достаточную надёжность при питании потребителей первой категории ПС Маломыр т.к. обе воздушные линии 110 кВ запитаны с разных систем шин открытого распределительного устройства 110 кВ ПС Февральская. Распределительное устройство высокого напряжения ПС Маломыр в данном варианте должно быть выполнено по схеме «сдвоенный блок с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», данная схема РУ применяется на напряжении 35-220 кВ на тупиковых и ответвительных ПС и имеет минимальный набор оборудования высокую надежность и низкую стоимость эксплуатации.

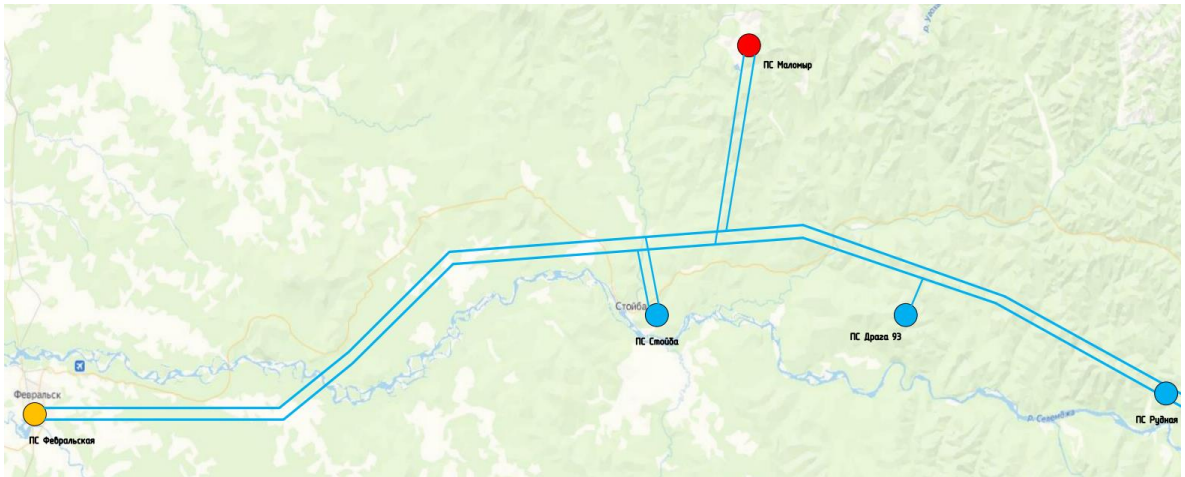


Рисунок 6 – Карта-схема варианта №3 реконструкции сети внешнего электроснабжения ПС Маломыр.

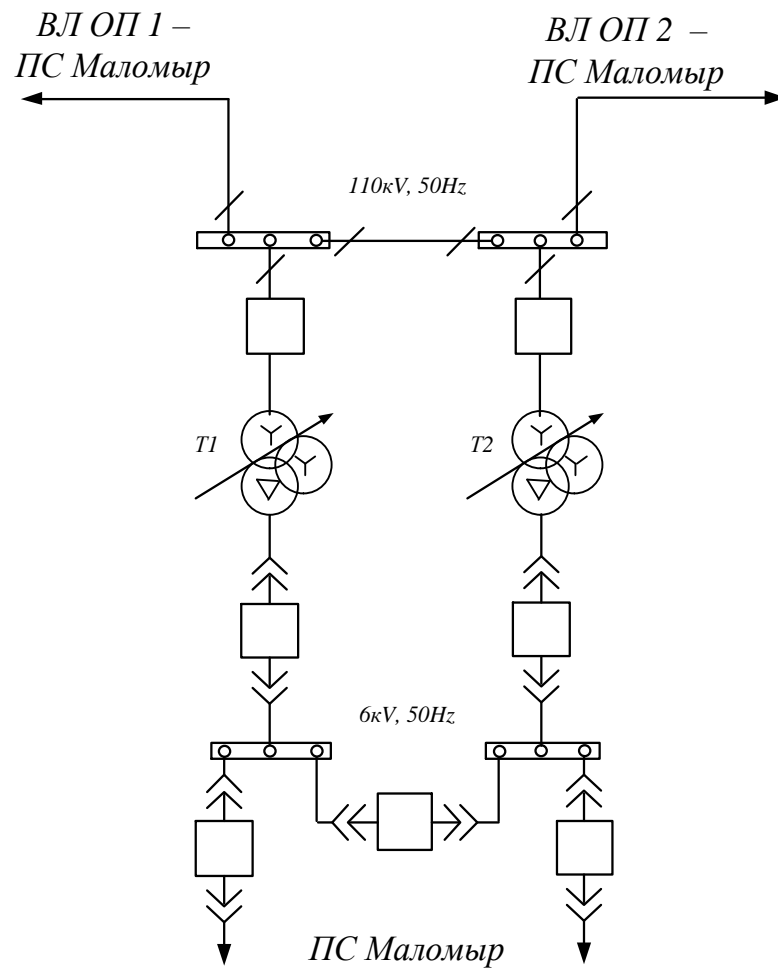


Рисунок 7 – однолинейная схема ПС Маломыр для варианта №3.

Таблица 8 - Длина линий и количество выключателей для схемы №3

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выключателей
ОП 1 – Маломыр	1	21	2
ОП 2- Маломыр	1	21	
Суммарная длина ВЛ = 42 км			

Вариант №4: Включение ПС Маломыр по схеме две рабочие системы шин с применением провода нового поколения АССС™ Silvassa имеющего на 32% большую проводимость в отношении стандартного решения с применением АС 240. Данное решение позволяет сохранить действующее РУ 110 кВ ПС Маломыр и все линии, идущие от ПС Стойба, при снижении потерь на 10% и увеличении проводимости на 32%. Кроме того, использование провода АССС™ с улучшенными механическими характеристиками такими как: коррозионная стойкость, низкий аэродинамический коэффициент, способность к самодемпфированию и минимальные стрелы провеса – обеспечивает более высокую надежность провода и линии в целом.

Источником питания для ПС Маломыр в данном варианте будет выступать ПС Стойба, питающая подстанцию по двухцепной линии. Карта – схема данного варианта представлена на рисунке 8, однолинейная схема ПС Маломыр для данного типа подключения представлена на рисунке 9.

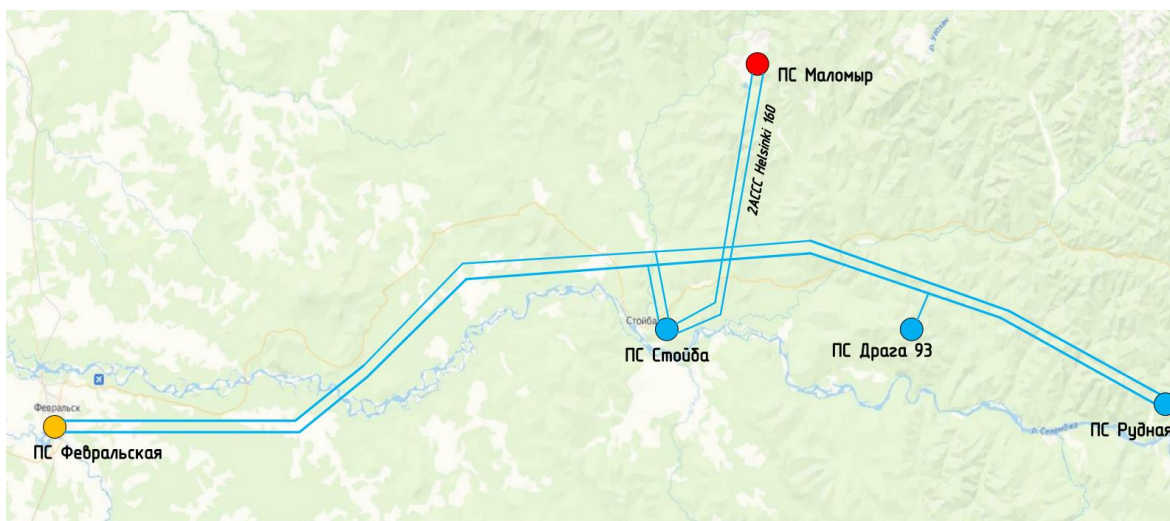


Рисунок 8 – Карта-схема варианта №4 реконструкции сети внешнего электроснабжения ПС Маломыр

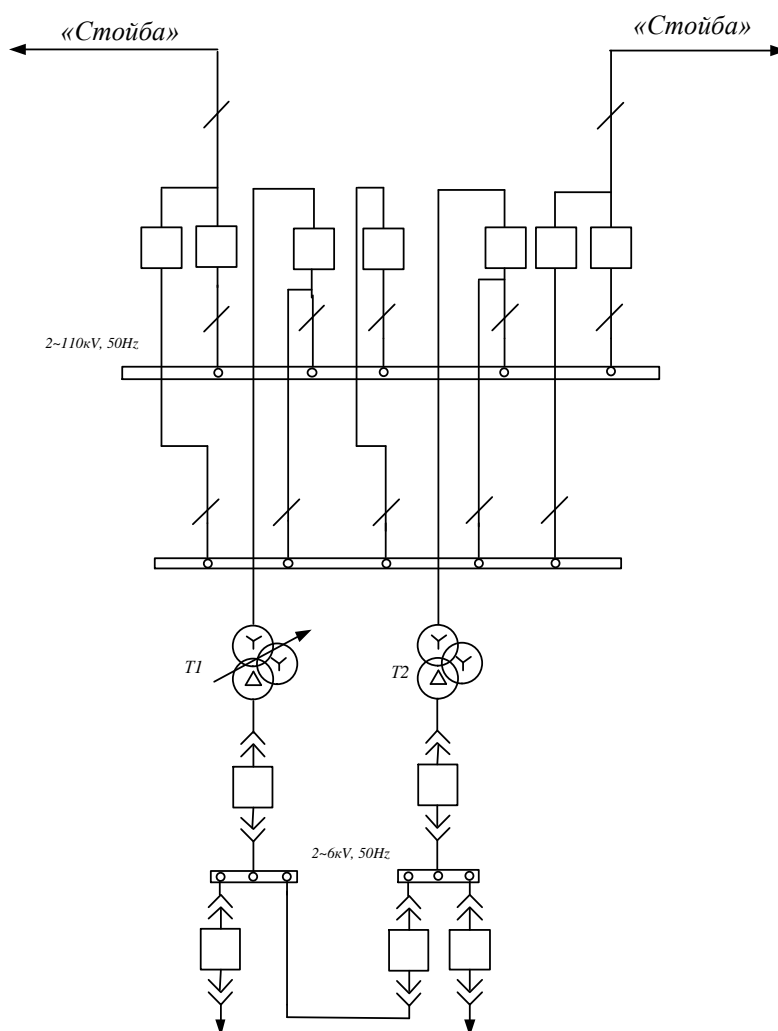


Рисунок 9 - Однолинейная схема ПС Маломыр для варианта №4

Для данного варианта реконструкции сети внешнего электроснабжения не требуется ввод новых выключателей, а длина линий не меняется, в связи с чем данный вариант наиболее предпочтителен для реализации

Из 4 возможных вариантов нам необходимо выбрать 1 варианта конфигурации сети путем их сравнения по числу выключателей и по длине линий. Выбираются схемы с наименьшим числом выключателей и наименьшей длиной линий.

В результате анализа разработанных вариантов был выбран вариант реконструкции под номером 4.

4.2 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжения один из основных показателей электрической сети, который непосредственно влияет на её технико-экономические параметры, а также на выбор оборудования. Например, при проектировании сети на большее номинальное напряжение, будут высокие затраты на её строительство, однако при этом уменьшатся эксплуатационные расходы и наоборот, при проектировании сети на меньшее номинальное напряжение расходы на строительство будут малы, но при эксплуатации будут высоки издержки.

Основными параметрами, влияющими на выбор номинального напряжения, являются длина проводника и мощность, протекающая по нему.

Рассматриваемый вариант предполагает реконструкцию существующей сети внешнего электроснабжения подстанции Маломыр. В связи с чем выбор номинального напряжения не требуется.

4.3 Компенсация реактивной мощности

Передача больших объемов реактивной мощности по высоковольтным линиям электропередачи не является экономически целесообразной так как это приводит к значительным потерям электроэнергии идеальным вариантом является наличие источника реактивной мощности в непосредственной близости от потребителя кроме того современные электроснабжающие организации требуют от потребителей снижения доли реактивной мощности в

сети решением этой проблемы является компенсация реактивной мощности это важное условие для экономически выгодного и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия. Отсутствие компенсации может привести к: повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей.

Для выбора КУ проводим расчет по следующему алгоритму.

Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\varepsilon(i)} = P_{\max(i)} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\varepsilon} \cdot \quad (16)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\varepsilon}$ – экономический коэффициент мощности, задаваемый энергосистемой и равен для 6 кВ $\operatorname{tg} \varphi_{\varepsilon} = 0,4$.

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{\text{ку}(i)} = Q_{\max(i)} - Q_{\varepsilon(i)} \cdot \quad (17)$$

Определяем реактивную мощность, которая подлежит компенсации на 1 секции шин на подстанции:

$$Q_{\text{кулси}(i)} = \frac{Q_{\text{ку}(i)}}{n_{\text{си}}} \cdot 1,1. \quad (18)$$

где $n_{\text{си}}$ – число секций шин на низкой стороне ПС, которое равно 2.

По найденному значению $Q_{\text{кулси}(i)}$ выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных, определенного предприятия по выпуску КУ.

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{\text{неск}(i)} = Q_{\text{max}(i)} - Q_{\text{куф}(i)} \cdot \quad (19)$$

где $Q_{\text{куф}(i)}$ – фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, Мвар.

Производим расчёт компенсации реактивной мощности на примере ПС Маломыр.

$$Q_{\text{э}} = 14,748 \cdot 0,4 = 5,89 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{ку}(i)} = 13 - 5,89 = 7,11 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{ку1су}(i)} = \frac{7111,8}{2} \cdot 1,1 = 3,91 \text{ МВар}$$

Для компенсации реактивной мощности используем конденсаторные установки компании «СлавЭнерго» УКРМ-6,3-3150-450 УКРМ-6-1350-450 мощностью 3150 кВар и 1350 кВар.

$$Q_{\text{неск}(i)} = 14748 - 9000 = 5,75 \text{ МВар}$$

Дополнительно проводим данный расчет для остальных ПС рассматриваемой части сети, результаты расчета приведены в таблице 9

Таблица 9 – Данные о компенсации реактивной мощности

ПС	$Q_{\text{э}(i)}$ Мвар	$Q_{\text{ку}(i)}$ Мвар	$Q_{\text{ку1су}(i)}$ Мвар	Модель КУ	Количество	$Q_{\text{куф}(i)}$ Мвар	$Q_{\text{неск}(i)}$ Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Стойба	13,300	-7,170	-3,944	Не требуется	-	-	-

Маломыр	5,899	7,111	3,911	УКРМ-6,3- 3150-450	2	6300	5748
				УКРМ-6- 1350-450	2	2700	
Драга 93	2,160	-0,670	-0,335	Не требуется	-	-	-
Рудная	9,204	-4,124	-2,062	Не требуется	-	-	-

4.4 Выбор марки и сечения провода

Одним из важных параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затраты на сооружение ВЛЭП и амортизационные отчисления.

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{max(i)} = \frac{\sqrt{(P_{max(i)})^2 + (Q_{неск(i)})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_l} \cdot 10^3. \quad (20)$$

где $I_{max(i)}$ – максимальный ток, А;

$P_{max(i)}$ – потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии, МВт;

$Q_{неск(i)}$ – потоки максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии, МВАр;

n_l – количество цепей линии;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

Далее находятся расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_{p(i)} = I_{max(i)} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T. \quad (21)$$

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ($T_m = 6200$ ч). Примем данный коэффициент равным 1,3.

Далее по расчетному току выбирается сечение провода рассчитываемого участка, которое потом проверяется по величине длительно допустимого тока в послеаварийном режиме. Проверка совершается следующим соотношением:

$$I_{д.д.} \geq I_{max n/a} \quad (22)$$

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

$I_{max n/a}$ – максимальный послеаварийный ток.

Для схем с одним источником питания, в качестве аварии рассматривается, обрыв одной линии, т.е. в послеаварийном режиме ток возрастает в два раза. Для схем с двумя источниками питания или кольцевой схемой, в качестве аварии рассматривается, обрыв самого нагруженного участка.

Проведем расчёт для 4 варианта реконструкции:

$$I_{max(i)} = \frac{\sqrt{(19,65)^2 + (2,874)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 10^3 = 52,117 \text{ А}$$

$$I_{p(i)} = 52,117 \cdot 1,05 \cdot 1,3 = 71,14 \text{ A}$$

Примем к установке на данном участке провод АССС™ Silvassa с длительно допустимым током $I_{\text{д.д.}} = 673 \text{ A}$.

Проверим сечение проводника в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{max}(n/a)} = \frac{\sqrt{(P_{\text{max}(i)})^2 + (Q_{\text{неск}(i)})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n_l - 1)} \cdot 10^3 \quad (23)$$

$$I_{p(n/a)} = I_{\text{max}(i)} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (24)$$

$$I_{\text{max}(n/a)} = \frac{\sqrt{(19,65)^2 + (2,874)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 104,23 \text{ A}$$

$$I_{p(n/a)} = 104,23 \cdot 1,05 \cdot 1,3 = 142,401 \text{ A}$$

Для данного типа провода максимальное значение тока составляет 673 А, значение послеаварийного тока не превышает его, следовательно, расчет выполнен верно.

4.5 Оценка целесообразности замены трансформаторного оборудования на ПС Маломыр

Мощность силовых трансформаторов зависит от активной и реактивной мощности. Если потребители относятся к 1 или 2 категории надежности, то на подстанции должно быть не менее двух трансформаторов. Силовые трансформаторы являются важной частью электропередачи. Они используются для преобразования высокого напряжения в низкое напряжение, что позволяет передавать электрическую энергию на большие расстояния без потерь. Мощность силовых трансформаторов определяется по формуле, которая

учитывает сумму активной и реактивной мощности. Реактивная мощность не может быть использована для работы электрических устройств, но ее необходимо учитывать при расчете мощности трансформаторов. Количество трансформаторов на подстанции зависит от категории надежности потребителей.

Если потребители относятся к 1 или 2 категории, то на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. Это обеспечивает надежную работу электроснабжения и защиту от аварийных ситуаций.

В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью [26]

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

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{N_T \cdot K_3}. \quad (25)$$

где N_T – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

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

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_3^{нр} = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{2 \cdot S_{Тном}}; \quad (26)$$

$$K_3^{н/а} = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{S_{Тном}}. \quad (27)$$

Полученное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме не

должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,75. Значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме не должно выходить за границы интервала 1,4.

$$S_p = \frac{\sqrt{21,41^2 + 5,75^2}}{2 \cdot 0,7} = 15,83 \text{ МВА}$$

В действующей схеме применяется трансформаторы ТМТН 16000/110/35/6 кВ, данные трансформаторы удовлетворяют условию выбора оборудования.

$$K_3^{np} = \frac{\sqrt{21,41^2 + 5,75^2}}{2 \cdot 16} = 0,7$$

$$K_3^{n/a} = \frac{\sqrt{21,41^2 + 5,748^2}}{16} = 1,4$$

В результате полученных в процессе расчётов по данным контрольных замеров за летний период, можно сделать вывод о том, что в послеаварийном режиме трансформаторы ТМТН 16000/110/35/6 кВ не проходят по коэффициентам загрузки, т.к. в зимний период эксплуатации загрузка трансформаторов будет ещё выше. На основе выше описанного заключения принимаем к установке силовые трансформаторы ТДТН 25000/110 кВ.

5 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС МАЛОМЫР

5.1 Выбор типа РУ подстанции

Распределительное устройство ПС Маломыр на стороне 110 кВ выполнено по типовой схеме ФСК №13 «Две рабочие системы шин», на стороне 6 кВ РУ выполнено по типовой схеме №10(6)-1 «Одна секционированная выключателем система шин». В результате реконструкции схемы РУ не меняются.

5.2 Расчёт токов короткого замыкания

Короткое замыкание – всякое случайное соединение двух точек, не предусмотренное нормальным режимом работы сети, между токопроводящими частями электроустановки или на землю, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

Виды короткого замыкания:

- Трёхфазное КЗ – $K^{(3)}$
- Двухфазное КЗ (между фазами) – $K^{(2)}$
- Двухфазное на землю – $K^{(1;1)}$
- Однофазное на землю – $K^{(1)}$

Для проверки условий работы электрооборудования, трехфазное короткое замыкание определяется как один из наиболее тяжелых режимов работы. Несмотря на то, что доля таких замыканий составляет около 10%, они являются одними из самых опасных и могут привести к серьезным повреждениям оборудования и даже пожарам. Поэтому проверка условий работы электрооборудования в этом режиме является важной задачей для обеспечения безопасности и надежности работы электрических систем.

Расчетная схема замещения электрической сети должна включать в себя все элементы, которые могут повлиять на ток короткого замыкания. В зависимости от типа рассматриваемого объекта и его расположения в сети, может потребоваться учитывать различные факторы

Составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, которая представлена на рисунке 10, в которых необходимо определить токи КЗ.

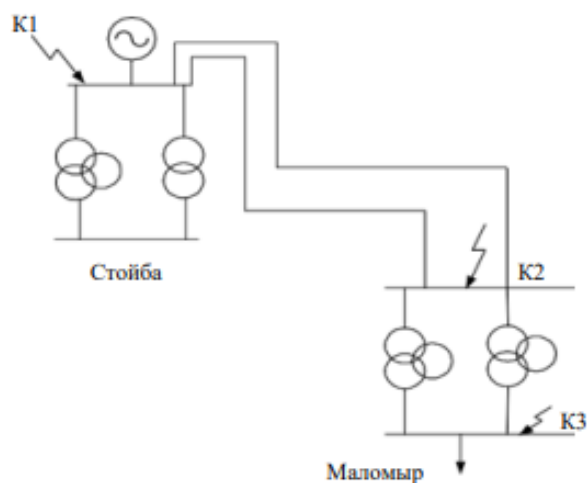


Рисунок 10 – Расчётная схема электрической сети

По расчетной схеме составляем схему замещения рассматриваемой сети.

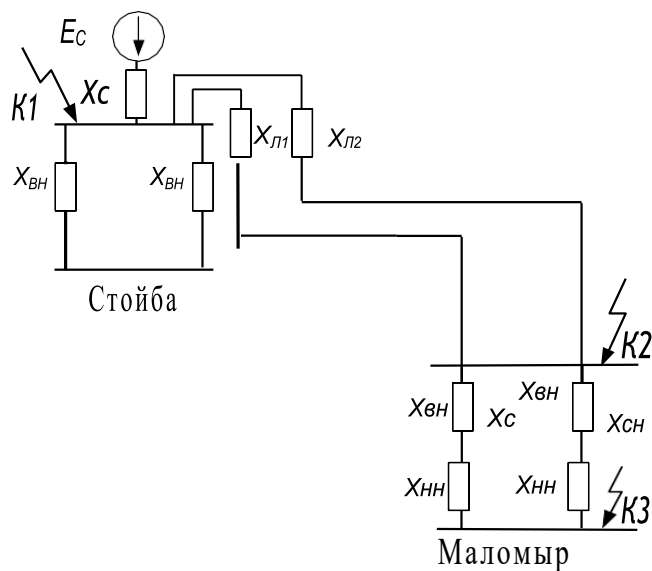


Рисунок 11 – Схема замещения для расчётов токов КЗ

Параметры эквивалентного ИП определяются по следующей формуле:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_k^{(3)}} \quad (28)$$

где U_{cp} – класс номинального напряжения среднего ряда, кВ;

$I_k^{(3)}$ – значение тока трехфазного короткого замыкания, кА.

Параметры линий электропередачи:

$$X_l = X_{уд} \cdot L \quad (29)$$

где $X_{уд}$ – удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км

L – длина линии электропередачи, км

Параметры силового тр-ра:

$$X_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном}} \quad (30)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания силового трансформатора, %;

$S_{ном}$ – номинальная мощность силового трансформатора.

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{no}^k = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} \quad (31)$$

где E – эквивалентное ЭДС системы, кВ;

X_{Σ} – эквивалентное сопротивление схемы замещения к точке короткого замыкания, Ом.

Таблица 10 – Результаты расчётов токов КЗ

Точка КЗ	Трёхфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	Ударный ток, кА
Маломыр 110 кВ	13,629	8,482	29,180
Маломыр 6 кВ	31,232	-	66,876

5.3 Выбор ячеек КРУ

На сторону 6 кВ установлено закрытое распределительное устройств серии КРУ К-59-У1

Таблица 11 – Основные параметры КРУ К-59-У1

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6(10)
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2(12)
Номинальный ток главных цепей шкафа КРУ, А	630; 1250; 1600; 2500
Номинальный ток сборных шин, А	1000; 1600; 2000; 3150
Ток термической стойкости, кА	20
Ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ, кА	51
Виды линейных высоковольтных подсоединений КРУ	Шинные, кабельные, воздушные
Наличие в КРУ выкатных элементов	С выкатными элементами

5.4 Проверка выключателей ПС Маломыр

Выключатель – коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения цепей высокого напряжения в любых режимах. По конструкции выключатели могут быть элегазовыми, вакуумными, электромагнитными и т.д.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (32)$$

При выборе по номинальному току, требуется выполнить следующее условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном} \quad (33)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимальный возможный рабочий ток присоединения, А;

$I_{ном}$ – номинальный ток аппарата, А.

Условие по динамической устойчивости аппарата:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд} \quad (34)$$

где $i_{пр.скв}$ – предельно допустимое значение амплитудное значение сквозного тока аппарата;

$i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания.

Для ОРУ 110 кВ установлены отечественные вакуумные выключатели ВЭБ–УЭТМ–110 кВ.

Выключатель данного типа предназначен для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах работы сети трехфазного исполнения переменного тока с частотой 50 Гц на напряжение 110 кВ.

Выключатель необходимо проверить по условию термической стойкости:

$$B_k = I_{н0}^2 (t_{откл} + T_a) \quad (35)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя, состоящая из суммы времени собственного отключения выключателя и времени срабатывания 2 ступени

селективности резервной релейной защиты.

I_{n0} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

$$B_k = 13,63^2 \cdot (0,34 + 0,02) = 66,87 \text{ кА}^2\text{с}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателя при апериодической составляющей тока короткого замыкания. Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} \cdot I_{\text{откл.ном}} \quad (36)$$

где $\beta_{\text{ном}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключенном токе, 40 %;

$I_{\text{откл.ном}}$ – номинальный ток отключения, кА;

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 50 = 28,28 \text{ кА}$$

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{AB} \cdot \sum S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (37)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 235 \text{ А}$$

Сравнение паспортных и расчетных данных представлены в таблице 12

Таблица 12 – Сравнение каталожных данных ВЭБ-УЭТМ-110 с расчётными

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 235 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 29,180 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66,876 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н0} = 13,629 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{н0} = 13,629 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} \geq I_{н0}$
$i_{а.ном} = 28,28$	$i_{ат} = 19,277 \text{ кВ}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Для установки на стороне КРУ 6 кВ выберем выключатель типа ВРС-6-40/1600 У2 Проверка проводится аналогичным способом.

$$B_k = 13,63^2 \cdot (0,07 + 0,06) = 126,79 \text{ кА}^2\text{с}$$

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

$$I_{раб.мах} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3079 \text{ А}$$

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 3079 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$

1	2	3
$i_{пр.скв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,50 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 112,161 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н0} = 31,234 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{н0} = 31,234 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} \geq I_{н0}$
$i_{а.ном} = 22,63$	$i_{ат} = 13,722 \text{ кВ}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Выключатели соответствуют условиям, установленным по результатам проверки.

5.5 Проверка разъединителей

Выбор разъединителя производится аналогично выбору выключателя, но с учетом того, что разъединитель предназначен для включения и отключения цепей без нагрузки. Отключающая способность разъединителя не является основным критерием при его выборе. В качестве разъединителя на 110 кВ, установлен горизонтально-поворотный тип РПД-УЭТМ-110, производства завода Уралэлектромонтаж.

Сравнение расчётных и паспортных данных представлено в таблице 14

Таблица 14 – сравнительный анализ паспортных и расчётных данных разъединителя РПД-УЭТМ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 235 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 29,18 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$

1	2	3
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

5.6 Проверка трансформаторов собственных нужд

От типа подстанции зависит перечень потребителей собственной нужды.

Важными потребителями являются:

1. оперативные цепи,
2. связь,
3. освещение,
4. телемеханика,
5. охлаждение трансформаторов и пожаротушение.

Трансформаторы для собственной нужды выбираются с учётом коэффициента загрузки и загруженности летом и зимой.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд представлена в таблице 15

Таблица 15 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	$P_{уст}$, кВт	Q, кВар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,81	20,61	15,45
Подогрев РУ	1	15	-
Освещение и вентиляция	1	7	
Отопление и освещение ОПУ	1	100	
Отопление и освещение ДП	1	80	
Освещение ОРУ	1	12	

1	2	3	4
Насосная	1	30	
Прочее	1	46	
Итого		303,6	15,45

Расчётная мощность тр-ра:

$$S = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8 \quad (38)$$

$$S = \sqrt{303,6^2 + 15,45^2} \cdot 0,8 = 243,19 \text{ кВА}$$

Установленные два трансформатора ТМ–630/10/0,4 удовлетворяют требуемой мощности.

5.7 Проверка трансформатора тока

Трансформатор тока служит для уменьшения первичного тока до значения, удобного для использования приборами и реле, и для отделения цепей, контролируемых при помощи приборов, от первичных цепей с высоким напряжением.

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$;
- току $I_{ном} \geq I_{расч}$;

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

Щитовой цифровой амперметр СА3020 предназначен для измерения действующих значений переменного тока и передачи его значения по RS485-интерфейсу. Он подключается к ИТТ (измерительному трансформатору тока) и измеряет действующие значения тока, проходящего через его вторичную обмотку, потребляемая мощность составляет 4 Вт.

Щитовой цифровой вольтмер СВ3020 используется для измерения

действующих значений напряжения переменного тока и передачи значений по RS485 интерфейсу. Он объединяет в себе измерительные преобразователи и цифровые приборы и подключается к ИТН (измерительным трансформаторам напряжения). Потребляемая мощность составляет 5 Вт.

Цифровой ваттмер CP3020 и вармер предназначены для измерения мощности в трехфазных цепях, как активной, так и реактивной. Они передают полученные данные по RS485, потребляя при этом 5 Вт мощности.

Меркурий 236 ART- это электросчетчик, предназначенный для многотарифного учета электрической энергии. Он измеряет напряжение, ток и мощность, а также передает данные о потреблении в систему учета.

Нагрузка приборов, подключенных к ТТ, приведена в таблице 16

Таблица 16 – Нагрузка приборов ТТ на подстанции [26]

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
Линии 110 кВ	Амперметр	ЦП 8501/10	7,5	7,5	7,5
	Ваттметр	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
	Варметр	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Ввод 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5
Секционный выключатель 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5

Для поддержания заданного класса точности номинальная нагрузка

трансформатора тока должна быть больше подключенной нагрузки:

$$Z_{2ном} \geq \sum (Z_{приб} + Z_{np} + Z_{к}) \quad (39)$$

На распределительном устройстве ВН установлен трансформатор тока типа ТВГ-УЭТМ-110, встроенный в выбранный выше выключатель.

$$Z_{2ном} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 5} = 2,31 \text{ Ом}$$

Максимально допустимое сопротивление провода определим как:

$$R_{np} = Z_{2ном} - \sum R_{приб} - R_{к} \quad (40)$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенные к ТТ:

$$\sum R_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_2^2} \quad (41)$$

$$\sum R_{приб} = \frac{5,5}{5} = 0,22 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом.

$$R_{np} = 2,31 - 0,22 - 0,05 = 2,039 \text{ Ом}$$

Ориентировочное сечение провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{np}} \quad (42)$$

где l – длина соединительного кабеля (для 110 кВ – 60 м, для 10 кВ – 7 м).

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{2,1} = 0,83 \text{ мм}^2$$

Проверяем используемый провод АКРНГ с сечением 4 мм².

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,22 + 0,833 + 0,05 = 1,1 \text{ Ом}$$

Сравнение паспортных и расчетных данных представлены в таблице 17

Таблица 17 – Сравнение паспортных и расчётных данных ТТ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 235 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$Z_{2ном} = 2,31 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,64 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 19,27 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{y\delta}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

Установленный трансформатор тока удовлетворяет условиям проверки.

Выбор ТТ для стороны 6 кВ:

Проверяем трансформаторы на электродинамическое воздействие и термическое воздействие.

$$i_{дин} \geq i_{y\delta} \tag{43}$$

$$52 \geq 24,5 \text{ кА}$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B \quad (44)$$

$$1200 \geq 112,16 \text{ кА}^2\text{с}$$

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

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (45)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (46)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

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

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

$$r_{пр} = \frac{S_{2НОМ}}{I_2^2} - r_{приб} - r_k \quad (47)$$

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

Сечение провода выбирается по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} \quad (48)$$

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

Принятое стандартное сечение 2,5 мм², удовлетворяет условиям проверки.

Сопротивление провода равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (49)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,67 \text{ Ом}$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k \quad (50)$$

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

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-6-І-1-0,5 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 6-номинальное напряжения, 0,5- класс точности) сводим в таблицу 18.

Таблица 18 – Проверка трансформатора тока на вводе 6 кВ

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$

Продолжение таблицы 18

$i_{пр.скв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,5 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 112,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
$Z_{2ном} = 0,8$	$Z_2 = 0,67$	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранный трансформатор удовлетворяет условиям проверки.

5.8 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения служит для снижения высокого напряжения до стандартной величины и для электрической изоляции цепей, контролируемых приборами, от высокого первичного напряжения.

Трансформаторы выбираются по следующим параметрам:

- номинальное напряжение установки должно быть больше или равно номинальному напряжению трансформатора;
- конструкция и схема соединения обмоток должны соответствовать требованиям;
- класс точности должен быть выбран в соответствии с требованиями;
- вторичная нагрузка должна быть определена в соответствии с условиями эксплуатации.

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}, \quad (51)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности,

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} \quad (52)$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 6 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ 3020	4	2	1	0	8
Счетчик АЭ	Меркурий 236 ART	9	9	0,38	0,925	72
Счетчик РЭ						
Итого						80

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 \cdot 2 + 9 \cdot 9 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 9 \cdot 0,925)^2} = 75,4$$

В таблице 20 представлено сравнение каталожных и расчетных данных для выбранного трансформатора напряжения НАМИ-6/95У2 с номинальной мощностью 200ВА.

Таблица 20 – Сравнительный анализ каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=6$ кВ	$U_{сет.ном}=6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$S_{ном}=200$ В·А	$S_{2\Sigma}=75,4$ ВА	$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, тр-р напряжения соответствует данным условиям выбора и может не подвергаться замене.

5.9 Выбор и проверка сборных шин

В закрытых распределительных устройствах (РУ) на напряжение 6-10 киловольт (кВ) используют жесткие алюминиевые шины для ошиновки и сборных шин. Однако, медные шины не применяются из-за их высокой стоимости, даже если токовые нагрузки большие. Для токов до 3 000 Ампер (А) используются одно- и двухполосные шины, а для больших токов - шины коробчатого профиля.

В связи с тем, что наибольший рабочий ток на шинах 6 кВ равен 3079 А,

примем к установке алюминиевую шину коробчатого сечения 125x55x6,5x8 мм, $S = 1370 \text{ мм}^2$, с номинальным допустимым током 4640 А.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из условий:

$$q_{\min} \leq q \quad (53)$$

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

q – выбранное сечение.

Минимальное сечение по термической стойкости рассчитывается по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m} \quad (54)$$

где $C_m = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ – для алюминиевых шин, [17].

B_{κ} – тепловой импульс тока КЗ, принимается равным 112,16 кА²·с рассчитанного для вводного выключателя.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{112,16 \cdot 10^6}}{91} = 116,38 \text{ мм}^2$$

$$116,38 \leq 1370$$

Т.к. выбранное сечение больше минимального, выбранные шины термически устойчивы.

5.10 Проверка опорных изоляторов

Опорные изоляторы подбирают на основании допустимого напряжения, рода установки и величины допустимой механической нагрузки.

Расчетная нагрузка на один изолятор в многопролетном шинопроводе определяется по расчетной нагрузке на один пролет шинопровода. Согласно

ПУЭ допустимая нагрузка на изоляторы не должна превышать 60 % от разрушающего действия, указанного в технической документации на изоляторы. При выборе изоляторов следует учитывать следующие условия:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (55)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}$$

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

Выбираем опорные изоляторы ИОР-6-3,75 УХЛ с минимальной разрушающей силой 3,75 кН.

Допустимая нагрузка на изолятор:

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

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{дон} = f \cdot l \cdot k_h \quad (56)$$

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

$$k_h = \frac{H_{уз} + b + \frac{h}{2}}{H_{уз}} \quad (57)$$

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

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

Выбранный изолятор удовлетворяет условию $F_{доп} \geq F_{расч}$.

5.11 Проверка ОПН

Для предотвращения повреждения изоляции электрических систем из-за перенапряжений, необходимы нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН).

Ограничители напряжения (ОПН) являются резисторами, изготовленными из оксида цинка и добавок окиси других металлов с использованием керамических технологий. Они имеют нелинейную характеристику и используются для защиты от перенапряжений в электрических системах.

В нормальном режиме работы, варистор имеет большое сопротивление, что позволяет току через ограничитель напряжения быть очень маленьким – порядка долей миллиампера. При перенапряжении варистор переходит в проводящее состояние и способен пропускать ток до 10 и более килоампер, что позволяет ограничить дальнейшее увеличение напряжения. После того, как напряжение уменьшается, варистор автоматически возвращается в непроводящее состояние.

Основными параметрами ОПН являются:

– наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, $U_{нр0}$. Это наибольшее действующее напряжения промышленной частоты, которое неограниченно долго может быть приложено к выводам ОПН;

– номинальный разрядный ток, I_n . Это максимальное значение грозового импульса тока, используемое для классификации ОПН. По значению I_n ограничители перенапряжения делят на три класса: 5, 10, и 20кА;

– удельная энергоемкость, $w_{уд}$. Это отношение выделившейся в ОПН энергии, без потери устойчивости его характеристик, после нагрева его до 60°C и дальнейшего приложения одного нормированного прямоугольного импульса тока $I_{ни}$ длительностью $T_{ни}=2000$ мкс, к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в кДж/кВ. Характеризует способность ОПН рассеивать определенную энергию без потери своих качеств;

– остающееся напряжение при нормируемом токе коммутационного перенапряжения $U_{ост\ к}$, кВ. Коммутационный импульс тока $I_{к}$ имеет временные параметры 30/60мкс;

– остающееся напряжение при нормируемом токе грозových перенапряжений $U_{ост\ г}$. Грозовой импульс тока $I_{г}$ имеет временные параметры 8/20 мкс;

– ток взрывобезопасности $I_{вб}$, кА. Это действующее значение тока КЗ при котором срабатывает мембранное устройство (клапан) взрывобезопасности и не происходит взрывного разрушения крышки ограничителя;

– ток пропускной способности $I_{ну}$, кА. Это амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью не менее 2000 мкс воздействие которого ОПН выдерживает при испытаниях на пропускную способность 20 раз;

– длина пути утечки внешней изоляции $l_{ум}$, мм.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ} \quad (58)$$

В качестве ограничителя перенапряжения на ПС Маломыр установлен ОПН–1–110/105/10 У1. Номинальное напряжение - 110 кВ, максимальное рабочее напряжение 105 кВ, минимальный пробивной разряд 10 кВ.

$$110\text{кВ} \geq 110\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ} \quad (59)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}} \quad (60)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73,04 \text{ кВ}$$

$$105 \text{ кВ} \geq 73,04 \text{ кВ}$$

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{ки}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2) \quad (61)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исн50}$$

где – $U_{исн50}$ 50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 128 кВ.[30]

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 128 = 219,3 \text{ кВ}$$

$$175 \leq 219,3 / (1,2) \text{ кВ}$$

$$175 \leq 182,75 \text{ кВ}$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$.

$$A_{вн} = (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост.к}}) / U_{\text{доп}} > (0,15 - 0,25) \quad (62)$$

где $U_{\text{доп}}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений(450);

$$A_{вн} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{вн} = 0,61 > 0,25$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{зр}$:

$$A_{зр} = (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост.к}}) / U_{\text{доп}} > (0,2 - 0,25) \quad (63)$$

$$A_{ep} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{ep} = 0,61 > 0,25$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 21 - Параметры ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	175
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

6.1 Заземление ПС Маломыр

Заземляющие устройства - это неотъемлемая часть электроустановок, которые необходимы для обеспечения безопасности как в зоне обслуживания, так и за ее пределами. Они представляют собой сложную систему, которая формируется в соответствии с компоновкой оборудования. Обычно, заземляющие устройства создаются в виде сетки, состоящей из прямоугольных ячеек, которые соединены вертикальными молниеотводами. Вертикальные электроды могут быть размещены по периметру сетки, чтобы достичь нормированных значений сопротивления заземления.

Однако, необходимо учитывать, что заземляющие устройства могут иметь различные размеры и формы в зависимости от особенностей конкретной электроустановки. Например, для больших объектов может потребоваться создание нескольких заземляющих устройств, которые будут соединены между собой. Важно отметить, что правильная установка и эксплуатация заземляющих устройств является ключевым фактором обеспечения безопасности при работе с электроустановками.

Неправильно установленные заземляющие устройства могут привести к возникновению опасных ситуаций, таких как поражение электрическим током. Поэтому, перед установкой заземляющих устройств необходимо провести тщательный анализ особенностей электроустановки и выбрать наиболее подходящий тип заземления.

Кроме того, необходимо регулярно проверять состояние заземляющих устройств и проводить их техническое обслуживание, чтобы гарантировать их надежную работу. Также, при проведении работ с электроустановками необходимо соблюдать все меры безопасности и использовать соответствующие средства защиты.

В высоковольтных устройствах существует три типа заземления: защитное, рабочее и молниезащита. Защитное используется для защиты

персонала, обслуживающего электрооборудование.

Рабочее заземление используется для нейтралей силовых трансформаторов и генераторов, а также измерительных трансформаторов.

Молниезащита используется для отвода тока молнии в землю, чтобы защитить аппараты, такие как ОПН (ограничители перенапряжений), разрядники и молниеотводы. Определение стационарного и импульсного заземления подстанции происходит по определенному алгоритму.

Площадь, используемая под заземляющее устройство подстанции, определяется, как:

$$S = (a + 2 \cdot 1,5) \cdot (b + 2 \cdot 1,5) \quad (58)$$

Где a – ширина подстанции;

b – длина подстанции

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

Для данной подстанции выбирается диаметр горизонтальной линии (заземляющий провод), который будет использоваться в сетке $d = 10 \text{ мм}^2$.

Проверяем по условию механической прочности:

$$F_{\text{мех}} = \pi \cdot \left(\frac{d}{2}\right)^2 \quad (59)$$

$$F_{\text{мех}} = 3,14 \cdot \left(\frac{10}{2}\right)^2 = 78,5 \text{ мм}^2$$

Для электроустановок 110 кВ и выше необходима их проверка на термическую стойкость:

$$F \geq I_3 \cdot \frac{\sqrt{t}}{c} \quad (60)$$

где F – требуемое сечение заземляющего проводника, мм²;

I_3 – ток замыкания на землю, А;

t – длительность замыкания на землю;

c – коэффициент, равный 74 для стали и 195 для меди

$$F \geq 48,31 \text{ мм}^2$$

$$F \geq 8480 \cdot \frac{\sqrt{0,27}}{74} = 59,545 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость:

$$F \geq 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (D_{np} + S_{cp}) \quad (61)$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \ln T + \alpha_k \quad (62)$$

Где, a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты, зависящие от грунта;

T – время использования заземляющего устройства, мес.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,782 \text{ мм}$$

$$F \geq 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 26,49 \text{ мм}^2$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$F_{\text{мех}} \geq F_{\text{кор}} \quad (63)$$

$$78,5 \geq 26,49$$

Для определения месторасположения и длины горизонтальных заземлителей используется план расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции. При этом необходимо учитывать размеры ячеек заземляющей сетки, которые должны быть не больше 6 на 6 метров. Это связано с тем, что заземляющая сетка должна примыкать к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов. Заземление является важным элементом электроэнергетических систем, так как оно обеспечивает защиту людей и оборудования от опасных электрических разрядов.

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:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 \quad (64)$$

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

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

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 \quad (65)$$

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

Принимаем количество ячеек равное – 8 шт.

Длина ячейки:

$$a_m = \frac{a}{m} \tag{66}$$

$$a_m = \frac{48,93}{8} = 6,1 \text{ м}$$

Длина горизонтальных заземлителей в данной модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) \tag{67}$$

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

Количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_g} \cdot l_g} \tag{68}$$

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

Где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равное 6 м;

l_g – длина вертикальных электродов, м.

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

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{cm} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_e \cdot l_e} \right) \quad (69)$$

Где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр зависящий от соотношения $\frac{l_e}{\sqrt{S}}$ равный 0,05.

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

Импульсным сопротивлением называется произведение сопротивления заземляющего устройства в стационарном режиме и импульсной функции, которая учитывает свойства грунта, ток молнии и форму заземляющего устройства.

$$R_u = R_{cm} \cdot \alpha_u \quad (70)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{mol} + 45)}} \quad (71)$$

Где I_{mol} – ток молнии, принимается равным 60 кА.

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

$$R_u = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \text{ Ом}$$

По требованиям ПУЭ сопротивление заземлителя для рассматриваемого РУ должно быть менее 2,5 Ом. Полученное значение удовлетворяет данному условию.

6.2 Защита от прямых ударов молнии

Чтобы правильно выбрать количество и места установки молниеотводов, необходимо знать их зоны защиты. Зона защиты – это область возле молниеотвода, внутри которой вероятность удара молнии по защищаемому объекту не превышает заранее заданных значений (0,05 и 0,005). Эти значения могут быть разными для разных объектов и устанавливаются в соответствии с нормативными документами и требованиями безопасности.

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.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (72)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 \quad (73)$$

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

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

Устанавливаем пять молниеотводов на линейных порталах и один отдельно стоящий молниеотвод

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \frac{h_{сг} - h_i}{h_{сг}} \quad (74)$$

где $h_{сг}$ – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине

междусовместно 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:

$$h_{cz} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (75)$$

Для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

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

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

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cz12} - h_{\text{лн}}}{h_{cz12}} \quad (76)$$

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

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{\text{лн}}}{h_{\text{эф}}} \right) \quad (77)$$

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

Рассчитанные параметры молниезащиты представлены в таблице 21

Таблица 22 – параметры молниезащиты

Молниеотводы	Высота внутренней зоны защиты h_{cr} , м	Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли r_{ci} , м	
		Линейный портал	Шинный портал
1-2	22,87	8,69	11,01
2-3	20,29	5,83	14,29
3-4	21,31	7,04	15,1
4-5	23,42	9,22	16,55
5-6	19,16	4,18	12,81
6-1	22,65	8,17	15,47

7.1. Выбор системы оперативного тока ПС Маломыр

Питание оперативных цепей управления, защиты и автоматики, а также цепей телемеханики, сигнализации и коммутационных аппаратов, выполняющих функции включения и отключения, обеспечивается от специальных источников питания оперативного тока (ОТО). ОТО также используется для аварийного освещения в случае сбоев в работе ГПП (главной понижающей подстанции).

Системы оперативного тока могут быть постоянного, переменного или выпрямленного тока.

Для подстанции Маломыр была выбрана централизованная структура системы оперативного питания с одним щитом постоянного тока и одной стационарной батареей аккумуляторов, а также двумя зарядными устройствами.

В качестве АБ для выбора мы рассматриваем высокоресурсную промышленную батарею VARTA-bloc, которая может использоваться как в кратковременных разрядах большими токами, так и при длительных нагрузках. Она отличается повышенной энергоемкостью и не требует обслуживания в первые пять лет эксплуатации.

Тип элементов батареи выбирается на основе каталожных данных производителя, где необходимо рассчитать максимальный пусковой ток нагрузки. Чтобы определить максимальный пусковой ток, следует рассмотреть два случая: включение коммутационного устройства и выключение максимального количества выключателей при аварийном отключении.

Определим максимальный толчковый ток из двух вариантов:

$$I_{T.вкл} = I_{вкл} + I_{нагр} = 100 + 20 = 120 \text{ A}$$

$$I_{T.откл} = I_{откл} \cdot n \cdot I_{нагр} = 2,5 \cdot 5 + 20 = 32,5 \text{ А}$$

При выборе элементов аварийного блока (АБ) необходимо учитывать толчковый ток, который возникает при включении выключателя. Этот ток является наибольшим и должен быть учтен при выборе элементов АБ. Согласно стандарту [28], предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников системы оповещения и управления технологическими процессами (ОПТ) составляет $\pm 10\%$, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных и уравнивающих зарядов АБ. Согласно стандарту [9], предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников системы ОПТ составляет $\pm 10\%$, что соответствует значению $U_{\max} = 242 \text{ В}$ и $U_{\min} = 197,6 \text{ В}$. При выборе АБ необходимо обеспечить максимальный расчетный толчковый ток в конце гарантированного 2-х часового разряда током нагрузки при работе в автономном режиме при потере собственных нужд ПС. Толчковый ток является кратковременным током, который возникает при включении выключателя и может достигать значительных значений. Поэтому, при выборе элементов АБ, необходимо учитывать этот параметр, чтобы обеспечить надежную работу системы ОПТ и предотвратить возможные аварии.

При параллельном резервном режиме эксплуатации допускается максимальное напряжение заряда $U_{зар.эл} = 2,23 \text{ В}$ на элемент. Найдём количество элементов:

$$N_{эл} = \frac{U_{\max}}{U_{зар.эл}} \quad (78)$$

$$N_{эл} = \frac{242}{2,23} = 108 \text{ шт}$$

Минимальное напряжение на элемент в конце 2-х часового разряда:

$$U_{\min.\text{эл}} = \frac{U_{\min}}{N_{\text{эл}}} \quad (79)$$

$$U_{\min.\text{эл}} = \frac{197,6}{108} = 1,83 \text{ В}$$

По каталожным данным выбираем элементы типа Varta Vb-2307 с величиной разрядного тока в конце 2-х часового разряда $I_{p,2ч} = 122 \text{ А}$ при $U_{\min.\text{эл}} = 1,83 \text{ В}$.

При выборе зарядного устройства для аккумуляторной батареи необходимо учитывать требования, указанные в [28]. Если вы используете два зарядных устройства, работающих параллельно для зарядки одной батареи, то мощность этих устройств должна быть достаточной для питания всех электроприборов, подключенных к системе. Кроме того, зарядка аккумуляторной батареи должна происходить одновременно с ускоренным зарядом до 90% ее номинальной мощности в течение не более 8 часов.

Рассчитаем ток ускоренного заряда для выбранной АБ. Номинальная емкость батареи типа Varta Vb-2307 составляет $C_{AB} = 350 \text{ А/ч}$.

Ток ускоренного заряда до 90% номинальной ёмкости в течение 8 часов:

$$I_{\text{зар.8ч}} = \frac{0,9 \cdot C_{AB}}{8} \quad (80)$$

$$I_{\text{зар.8ч}} = \frac{0,9 \cdot 350}{8} = 39,4 \text{ А}$$

Номинальный выходной ток ЗУ:

$$I_{3У} = \frac{I_{\text{зар.8ч}} + I_{\text{нагр}}}{n_{3У}} \quad (81)$$

$$I_{3V} = \frac{39,4 + 20}{2} = 29,7 \text{ A}$$

Принимаем к установке два зарядно-выпрямительных устройства типа НТР-40.220-ХЕТ с номинальным выходным напряжением 220 В и номинальным выходным током 40 А. Технические характеристики выбранного ЗВУ удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к данным устройствам в [28].

7.2 Расстановка средств релейной защиты в реконструируемой схеме внешнего электроснабжения

Для защиты высоковольтных линий 110 киловольт ПС Стойба — ПС «Маломыр», мы используем дифференциальную защиту, которая работает на основе шкафа Сириус-Т в качестве основного средства защиты. В качестве резервного средства защиты используется шкаф Сириус-Л, который содержит дистанционную, токовую защиту нулевой последовательности и максимальную токовую защиту. Также в составе шкафа есть токовая отсечка, которая срабатывает при превышении допустимого тока.

Для защиты силовых трансформаторов высокого и сверхвысокого напряжений мы используем микропроцессорный терминал Сириус-Т, который предназначен для защиты двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторов. Этот терминал обеспечивает высокую точность и надежность защиты.

7.3 Релейная защита силового трансформатора

Для корректной настройки устройства Сириус-Т необходимо провести расчеты в соответствии с методикой производителя, используя только первичные единицы измерения. При этом необходимо указать следующие параметры: номинальные значения тока аналоговых входов, параметры трансформаторов тока и напряжения, мощность, напряжение и ток защищаемого объекта. [27].

7.3.1 Продольная дифференциальная токовая защита

Определим номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} \quad (82)$$

$$I_{ном.ВН} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80 \text{ А}$$

$$I_{ном.НН} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1540 \text{ А}$$

По номинальным первичным токам трансформатора выбираем первичные токи ТТ из стандартного ряда, округляя до ближайшего большего.

На ПС 110 кВ «Маломыр» установлены следующие трансформаторы тока: на стороне ВН – ТВГ-УЭТМ-110, на стороне НН – ТОЛ-6-I-1-0,5.

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{3500}{5} = 700$$

$$K_{ТТ.НН} = \frac{3500}{5} = 700$$

Номинальные вторичные токи:

$$I_{вн.2} = \frac{I_{ном.вн}}{K_{тт.вн}} \quad (83)$$

Где $I_{ном.вн}$ – номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{тт.вн}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{вн.2} = \frac{80}{700} = 0,114 \text{ А}$$

$$I_{нн.2} = \frac{1540}{700} = 2,2 \text{ А}$$

Необходимо проверить трансформаторы тока на предельно допустимую кратность тока. Это можно выполнить следующим образом:

$$K' = \frac{I_1 \cdot K}{I_{ном.Т}} \geq \frac{I_{кз.вн.мах}}{I_{ном.Т}} \quad (84)$$

где $I_{кз.вн.мах}$ – максимальный ток короткого замыкания, А

$$K'_{вн} = \frac{13630 \cdot 700}{80} = 11930 \geq 170,375$$

$$K'_{нн} = \frac{31230 \cdot 700}{1540} = 14200 \geq 20,279$$

Все выбранные трансформаторы тока проходят по условию установки.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле:

$$I_{нб*} = K''_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр*} \quad (85)$$

Где $K''_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной процесс, $K''_{пер} = 2,5$;

ε – полная относительная погрешность трансформатора тока, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{рег}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{рег} = 0,02$;

$\Delta f_{выпр}^*$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{выпр}^* = 0,02$.

$$I_{нб}^* = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения $I_{bias}^* = 1,1$

$$I_{d.min}^* \geq 1,25 \cdot K_{омс} \cdot (K'_{нер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выпр}^*) \quad (86)$$

Где $K_{омс}$ – коэффициент отстройки от тока небаланса, $K_{омс} = 1,1$.

$$I_{d.min}^* \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,26 \text{ о.е.}$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных установленных для терминала. Параметры характеристик приведены в таблице 22.

Таблица 23 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{Т1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{Т.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть находим коэффициент торможения $K_{Т1}$ через $I_{Т.расч}^*$ по формуле:

$$K_{T1.3} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб*} \cdot I_{скв*} - 0,7}{I_{скв*} - I_{т.расч*}} \quad (87)$$

$$K_{T1.3} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,61 \geq 0,3$$

Сквозной ток в трансформаторе равен 3 о.е. Если коэффициент торможения больше значения в таблице, то нужно провести аналогичный расчет по четвертой характеристике.

$$K_{T1.4} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб*} \cdot I_{скв*} - 0,7}{I_{скв*} - I_{т.расч*}} \quad (88)$$

$$K_{T1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4$$

Для четвертой тормозной характеристики условие выполнено.

7.3.2 Максимальная токовая защита

Токовая защита обеспечивает полную защиту силового от внешних коротких замыканий и сверхтоков. На подстанциях МТЗ ставится со стороны источника питания если трансформатор имеет только одностороннее питание.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз.мтз} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_{г}} \cdot I_{р.мах} \quad (89)$$

Где $K_{над}$ – коэффициент надёжности, $K_{над} = 1,1$;

$K_{г}$ – коэффициент возврата, $K_{г} = 0,8$;

$K_{сам.з}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам.з} = 2$;

$I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, А.

Максимальный рабочий ток трансформатора определяется по его максимальной нагрузке:

$$I_{p.max.вн} = \frac{S_{ном} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_{вн.ном}} \quad (90)$$

$$I_{p.max.вн} = \frac{16000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 115} = 56,23 \text{ А}$$

$$I_{сз.мтз} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 56,23 = 154,63 \text{ А}$$

Чувствительность необходимо проверять по минимальному току двухфазного короткого замыкания, приведенному к соответствующей стороне. Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{ч.мтз} = \frac{I_{кз.вн}^{(2)}}{I_{сз.мтз.вн}} \quad (91)$$

$$K_{ч.мтз} = \frac{19280}{154,63} = 124,67 > 1,5.$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Чувствительность МТЗ отстраиваем от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии.

$$t_{сз.мтз} = t_{л.наиб} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \quad (92)$$

$$I_{сз2} = \frac{I_{сз.мтз} \cdot 100}{K_{тт} \cdot 5} \quad (93)$$

$$I_{сз2} = \frac{154,63 \cdot 100}{700 \cdot 5} = 4,418\%$$

7.3.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки в трансформаторах действует по сигналу об увеличении тока, который превышает допустимое значение. Она устанавливается со всех сторон трансформатора и обеспечивает равномерную защиту от перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{сз.пер} = \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{раб.макс} \quad (94)$$

Где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,05$.

$$I_{сз.пер} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 154,63 = 202,3 \text{ А}$$

В терминале "Экра" имеется тепловая защита. Она срабатывает, когда температура обмоток, сердечников или других элементов трансформатора повышается. Это может быть связано с различными причинами, такими как межвитковые замыкания, неисправность системы охлаждения, сверхтоки, пожар в стали и т.д.

7.3.4 Газовая защита

Газовая защита – основная защита СТ, принцип её действия завязан на реакции систем защиты на появление газа внутри трансформатора. Она состоит из газового реле, которое установлено между баком трансформатора и расширительным баком. В России в основном используют реле типа BF80/Q с двумя поплавками в форме шара, выполненными из пластика.

Она обладает высокой чувствительностью и может реагировать на любые внутренние повреждения трансформатора. Благодаря этому, можно быстро

обнаружить возможные проблемы и предотвратить серьезные аварии. Время срабатывания газовой защиты очень быстрое, что позволяет оперативно реагировать на любые изменения в работе трансформатора. Кроме того, монтаж газовой защиты довольно простой и не требует больших затрат. Одним из важных преимуществ газовой защиты является ее способность защищать трансформатор от понижения уровня масла. Это особенно важно, так как понижение уровня масла может привести к перегреву и выходу трансформатора из строя. В целом, газовая защита трансформатора является надежным и эффективным способом защиты оборудования. Она может быть установлена на любой тип трансформатора и помогает предотвратить возможные аварии, что позволяет увеличить срок службы оборудования и снизить расходы на его ремонт.

Однако, у газовой защиты есть некоторые недостатки. Она не реагирует на повреждения вне трансформатора, в области между трансформатором и коммутирующими устройствами. Кроме того, при попадании воздуха в трансформатор газовая защита может сработать ошибочно.

7.4 Релейная защита ВЛ ПС Стойба – ПС Маломыр

7.4.1 Токовая защита нулевой последовательности ПС Стойба - ПС Маломыр

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него. В качестве токового органа защиты используется реле типа РТ-40 (иногда реле РНТ-560), которое включается на вход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды.

7.4.2 Расчёт уставок срабатывания.

Отстройку тока срабатывания первой ступени выполняем от максимального тока $3I_0$, протекающего через защиту при КЗ за выключателем

смежного участка. Для получения максимального тока $3I_0$ отключаем трансформаторы на шинах приемной подстанции и по кривым спадаения определяем необходимый расчётный ток. Защита включает в себя токовую отсечку нулевой последовательности, токовую отсечку с выдержкой времени, максимальную токовую защиту нулевой последовательности.

1 ступень защиты ($t = 0$)

а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах ПС Стойба)

$$I_{c.3} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0max} \quad (95)$$

Где $k_{зан}$ – коэффициент запаса ($k_{зан} = 1,3$ для линии 110 кВ)

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,584 = 2,102 \text{ кА}$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС Маломыр)

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,663 = 2,387 \text{ кА}$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем максимальное значение тока срабатывания $I_{c.3} = 2,387$ кА

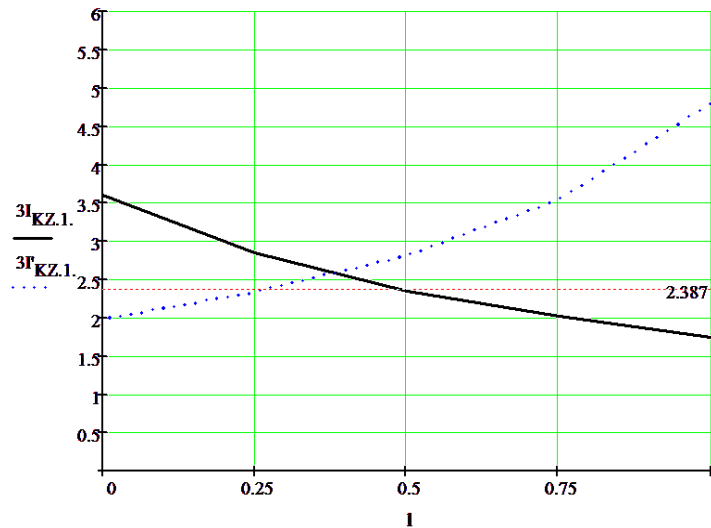


Рисунок 14 – зоны действия мгновенной токовой отсечки

Полученное значение токов срабатывания защиты удовлетворяет по чувствительности (зона защиты больше 25%)

2 ступень защиты ($t=0,5$ сек)

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий.

$$I_{сз}^{II} = k_з \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)} \quad (96)$$

Где $I_{0с.з.см}^{I(II)}$ – ток срабатывания первой или второй ступеней защиты смежной линии;

$k_з$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий, равный 1,1;

$k_{ток}$ – коэффициент тока распределения.

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t=0,5$ сек) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчётных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

Чувствительность отсечки второй ступени проверяется при

металлической КЗ в конце защищаемого участка при минимальном режиме.

3 ступень защиты

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежной линии, а также по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трёхфазном КЗ за трансформатором приёмной ПС.

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.мах}^3 \quad (97)$$

Где k_3 – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий, равный 1,2;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме ($k_{пер} = 2$)

$k_{нб}$ – коэффициент небаланса ($k_{нб} = 0,05$);

$I_{к.мах}^3$ – максимальный ток короткого замыкания в месте КЗ

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 3,7 = 0,444$$

Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка (в каскаде):

$$k_q^{III} = \frac{3I_{0.мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2 \quad (98)$$

$$k_q^{III} = \frac{1,6}{0,444} = 3,604 \geq 1,2$$

Защита проходит по чувствительности.

7.4.3 Токовая защита нулевой последовательности.

I ступень защиты ($t=0$)

а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах ПС Стойба)

$$I_{c.3} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0max} \quad (99)$$

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,094 = 0,367 \text{ кА}$$

б) Ток срабатывания в конце защищаемого участка (на шинах ПС Маломыр)

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,12 = 0,468 \text{ кА}$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем максимальное значение тока срабатывания $I_{c.3} = 0,468$ кА.

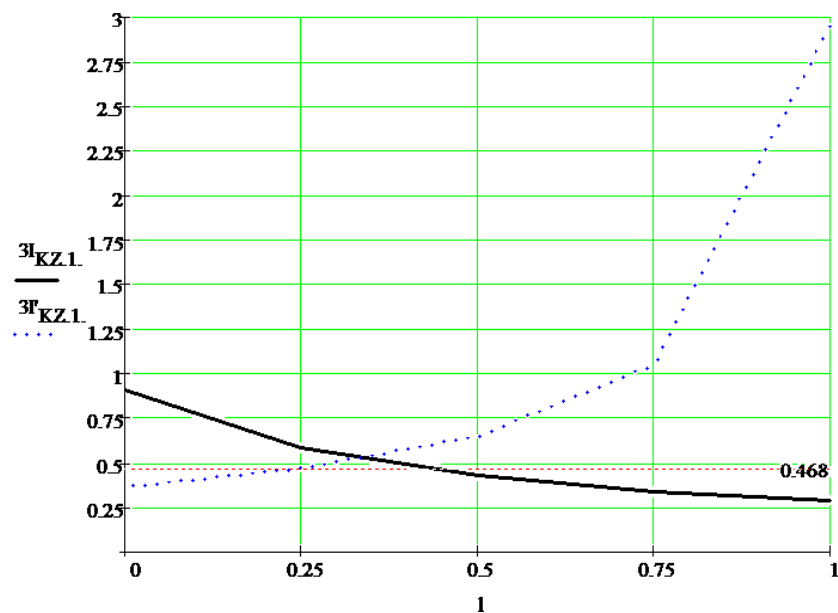


Рисунок 15 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

Полученное значение токов срабатывания защиты удовлетворяет по

чувствительности (зона защиты больше 25%)

2 ступень защиты ($t=0,5$ сек)

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий.

$$I_{сз}^{II} = k_3 \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(U)} \quad (100)$$

Где $I_{0с.з.см}^{I(U)}$ – ток срабатывания первой или второй ступеней защиты смежной линии;

k_3 – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий, равный 1,1;

$k_{ток}$ – коэффициент тока распределения.

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t=0,5$ сек) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчётных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

Чувствительность отсечки второй ступени проверяется при металлической КЗ в конце защищаемого участка при минимальном режиме.

3 ступень защиты

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежной линии, а также по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трёхфазном КЗ за трансформатором приёмной ПС.

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.мах}^3 \quad (101)$$

Где k_3 – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий,

равный 1,2;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме ($k_{пер} = 2$)

$k_{нб}$ – коэффициент небаланса ($k_{нб} = 0,05$);

$I_{к.мах}^3$ – максимальный ток короткого замыкания в месте КЗ

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 1,3 = 0,156$$

Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка (в каскаде):

$$k_q^{III} = \frac{3I_{0мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2 \quad (102)$$

$$k_q^{III} = \frac{1,6}{0,156} = 10,256 \geq 1,2$$

Защита проходит по чувствительности.

7.4.4 Токовая защита нулевой последовательности.

1 ступень защиты ($t=0$)

- а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах ПС Стойба)

$$I_{с.з} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0мах} \quad (103)$$

$$I_{c,3} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,094 = 0,367 \text{ кА}$$

б) Ток срабатывания в конце защищаемого участка (на шинах ПС Маломыр)

$$I_{c,3} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,12 = 0,468 \text{ кА}$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем максимальное значение тока срабатывания $I_{c,3} = 0,468 \text{ кА}$.

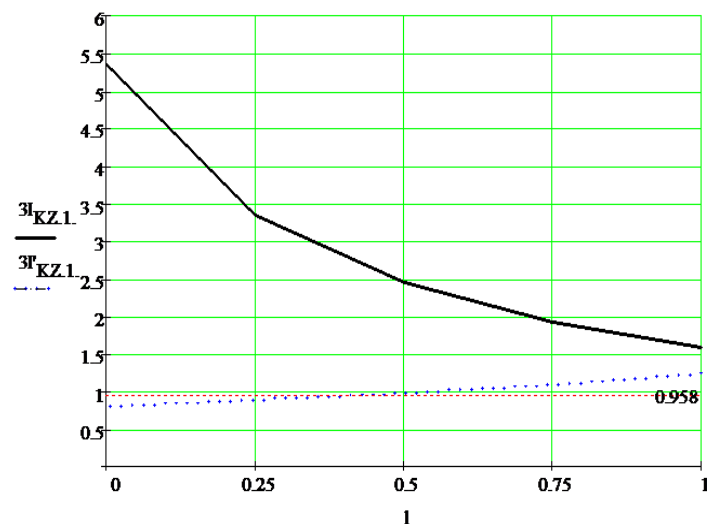


Рисунок 16 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

Полученное значение токов срабатывания защиты удовлетворяет по чувствительности (зона защиты больше 25%)

2 ступень защиты ($t=0,5 \text{ сек}$)

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий.

$$I_{c3}^{II} = k_3 \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0c,3,см}^{I(II)} \quad (104)$$

Где $I_{0с.з.см}^{I(U)}$ – ток срабатывания первой или второй ступеней защиты смежной линии;

k_3 – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий, равный 1,1;

$k_{ток}$ – коэффициент тока распределения.

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t=0,5$ сек) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчётных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

Чувствительность отсечки второй ступени проверяется при металлической КЗ в конце защищаемого участка при минимальном режиме.

3 ступень защиты

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежной линии, а также по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трёхфазном КЗ за трансформатором приёмной ПС.

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.мах}^3 \quad (105)$$

Где k_3 – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий, равный 1,2;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме ($k_{пер} = 2$)

$k_{нб}$ – коэффициент небаланса ($k_{нб} = 0,05$);

$I_{к.мах}^3$ – максимальный ток короткого замыкания в месте КЗ

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 0,6 = 0,072$$

Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка (в каскаде):

$$k_q^{III} = \frac{3I_{0\text{мин}}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2 \quad (106)$$

$$k_q^{III} = \frac{1,6}{0,072} = 22,3 \geq 1,2$$

Защита проходит по чувствительности.

8 СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ПС МАЛОМЫР

Релейная защита является важным компонентом электроэнергетических систем, так как она выполняет несколько функций, например, автоматическое отключение поврежденной части сети от неповрежденной и сигнализацию о нарушениях нормального режима работы оборудования. На подстанциях устанавливаются различные виды сигнализации, такие как сигнализация положения коммутационной аппаратуры, положения регулировочного переключателя напряжения (РПН), сигнализация срабатывания отдельных устройств релейной защиты и автоматики, аварийная сигнализация об аварийных отключениях и предупредительная сигнализация о ненормальном режиме или состоянии элементов электроустановки. Цепи отдельных аварийных и предупредительных сигналов собираются в общую цепь сигнализации, которая собирается в релейной стойке и воспринимает и фиксирует сигналы от каждого элемента. Она формирует сигнал тревоги и предупреждения для обслуживающего персонала.

При отключении выключателя без задержки подается аварийный звуковой сигнал. Если оборудование работает неправильно или неисправно, с задержкой подается предупредительный звуковой сигнал, чтобы персонал мог предпринять действия для устранения неисправности. Сигнализация об отключенном, включенном и аварийном режиме работы коммутационных аппаратов осуществляется при помощи световых индикаторов.

При аварийном отключении коммутационных аппаратов срабатывает мигание светового индикатора «Отключено», относящегося к данному коммутационному устройству. Сигнализация срабатывания отдельных ступеней защит и функций автоматики микропроцессорных устройств релейной защиты осуществляется световыми индикаторами.

Центральная сигнализация ПС обеспечивает постоянную готовность к работе, автоматический контроль наличия оперативного тока, ручной контроль исправности, выдачу аварийного звукового сигнала без выдержки времени, выдачу предупредительного сигнала с выдержкой времени, фиксацию факта

срабатывания сигнализации, ручной или автоматический съём звукового сигнала, возможность определения источника поступившего сигнала, повторность действия при последовательном поступлении нескольких сигналов, одновременный прием сразу нескольких сигналов и возможность передачи сигналов по каналам телемеханики.

Существует микропроцессорное устройство «Сириус-ЦС-220-RS», которое позволяет реализовать центральную сигнализацию ПС. Оно обеспечивает высокую надежность и точность в работе, а также имеет широкий диапазон функций, что позволяет обеспечивать безопасность и эффективность работы электроэнергетических систем. Кроме того, это устройство имеет возможность передачи сигналов по каналам телемеханики, что позволяет операторам быстро реагировать на возможные проблемы в системе. Таким образом, релейная защита и центральная сигнализация ПС являются неотъемлемыми компонентами электроэнергетических систем, которые обеспечивают безопасность и эффективность работы системы. Использование современных микропроцессорных устройств позволяет улучшить работу сигнализации и сделать ее более надежной и точной.

9 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ПС МАЛОМЫР

Телеуправление объектами энергетики - это необходимое требование для обеспечения обмена информацией на удаленном уровне в автоматизированной системе управления энергосистемой. Эта система разработана для автоматизированного контроля и управления, сбора и передачи технологической информации о состоянии оборудования главной схемы ГПП в вышестоящий диспетчерский центр, а также предоставления информации инженерному персоналу участка распределительных сетей. Цели создания системы телеуправления также включают повышение точности и достоверности технологической информации, что обеспечивает надежность и эффективность управления, а также повышение точности замещающих данных коммерческого учета электроэнергии и создание основы для комплексной автоматизированной системы технологического управления.

Система телеуправления объектами энергетики состоит из нескольких подсистем, которые используют общие функции, такие как подсистему служб администрирования и вспомогательных служб, подсистему сбора и обработки данных, подсистему ведения точного времени для компонентов системы, подсистему дополнительных источников данных, подсистему представления данных пользователю и подсистему контроля электрического режима. На уровне представления находится клиентское приложение, которое используется для получения доступа к информации в системе и ее отображения.

Доступ возможен как с помощью клиентского ПО, так и через локальную сеть. На уровне базы данных происходит обработка информации в реальном времени, включая сбор данных и управление измерительными устройствами, обработку собранных параметров, контроль и управление режимами работы, выполнение необходимых расчётов и аналитических задач, ведение архивов параметров и событий, учет энергии и автоматизированный обмен с субъектом ОРЭМ данными реального времени.

Для повышения отказоустойчивости системы применяются горячие резервные серверы и сервисы. На уровне объектовых систем измерения и сигнализации происходит измерение и сбор информации о параметрах режима работы оборудования, а также регистрация событий. Локальные алгоритмы управления выполняются при помощи многофункциональных измерительных приборов и контроллеров сбора ТС. Таким образом, система телеуправления объектами энергетики является важным инструментом для обеспечения надежности и эффективности управления энергосистемой. Она обеспечивает автоматизированный контроль и управление, а также сбор и передачу технологической информации, что позволяет повысить точность и достоверность данных и создать основу для комплексной автоматизированной системы технологического управления.

Коммуникационный сервер телемеханики консолидирует информацию и сигналы коммутационных аппаратов. ЦППС разделяет сети на уровне объектовых систем и осуществляет централизованный обмен данными.

СТМ (система телекоммуникационной связи) предполагает круглосуточную работу в непрерывном режиме. Для этого используется специализированное оборудование, например, измерительные приборы и коммуникационное оборудование, которые рассчитаны на непрерывную работу. Для обеспечения надежности и возможности обслуживания система имеет возможность резервирования наиболее ответственных компонентов СТМ – сервера баз данных технической информации, сервера базы данных реального времени.

Для того, чтобы комплекс работал без прерываний в случае отключения электроэнергии, используются источники бесперебойного питания. Эти источники способны обеспечить работу оборудования в течение одного часа после отключения электроэнергии. Если резервный источник питания не включается, то система автоматически останавливается и переходит в режим заморозки. Однако, когда электроэнергия восстанавливается, комплекс автоматически запускает систему в штатном режиме. Источники

бесперебойного питания являются важной составляющей для обеспечения непрерывной работы различных систем и устройств. Они используются в различных областях, таких как медицина, производство, телекоммуникации и т.д. В случае отключения электроэнергии, источники бесперебойного питания обеспечивают непрерывность работы систем и устройств, что является важным условием для сохранения бизнес-процессов и предотвращения потерь данных.

Для того чтобы обеспечить бесперебойный доступ к необходимым ресурсам в системе, на рабочих станциях оперативного персонала следует хранить копии минимально необходимых данных на локальных носителях.

Измерительные приборы АЕТ-411 обеспечивают сбор, обработку и анализ данных измерений, а также вычисление и присвоение временных меток и передачу этих данных в открытом формате протокола.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС не реже чем 1 раз в десять минут

Сбор данных о коммутационных аппаратах осуществляется с помощью D20S контроллера в реальном времени. Он присваивает метки времени и статуса сигналам.

Контроллеры синхронизируют внутренние таймеры с помощью ЦППС. При обращении к данным, они получают информацию о положении коммутационных аппаратов, а данные о приеме и передачи электроэнергии собираются и сохраняются в РСДУ-2 каждые 3,15 и 30 минут.

Передача данных происходит через цифровые каналы с резервным подключением по разным маршрутам.

Для установки оборудования используются шкафы, которые оснащены системами климата и контроля температуры. Комплекс РСДУ-2 на основе которого реализуется СТМ является интеграционной платформой, совместимой со смежными системами управления.

10 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ

Целью данного раздела является показать инвестиционную привлекательность выбранного варианта реконструкция электрической сети. Для достижения этой цели необходимо рассчитать капиталовложения, расчет потерь электроэнергии, расчет эксплуатационных издержек и определение приведенных дисконтированных затрат.

10.1 Расчет капиталовложений

При расчете капиталовложений при реконструкции сети необходимо учитывать демонтаж старого оборудования и установку нового. В данном проекте в части реконструкции сети демонтируются ВЛ Стойба – Маломыр с заменой на вновь вводимые ВЛ Стойба – Маломыр с проводником АССС-Silvassa.

Капиталовложения, куда входит демонтаж оборудования и строительство новой подстанции, рассчитывается по формуле:

$$K = K_{дем} + K_{ПС} + K_{ЛЭП}. \quad (107)$$

Расчет затрат на демонтаж рассчитывается по формуле:

$$K_{дем} = (K_{демЛЭП} + K_{демПС}) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон}, \quad (108)$$

где $K_{дем}$ – стоимость демонтажа, тыс. руб;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{зон}$ – зональный повышающий коэффициент.

Затраты на демонтаж ЛЭП:

$$K_{\text{дем}} = K_{\text{дем110}} \cdot l_{\text{лэп}}. \quad (109)$$

$$K_{\text{дем}} = 5,85 \cdot 35,5 = 207,52 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{дем}} = (207,52 + 0) \cdot 7,4 \cdot 1,3 = 1958,9 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные инвестиции в электрические сети состоят из инвестиций на строительство подстанций ($K_{\text{ПС}}$) и затрат на строительство линий ($K_{\text{Л}}$):

$$K = K_{\text{ПС}} + K_{\text{Л}} + K_{\text{дем}}. \quad (110)$$

В состав затрат на сооружение подстанции входят расходы на приобретение и установку трансформаторов и компенсирующих устройств; сооружение открытого распределительного устройства (ОРУ); постоянная часть затрат (на приобретение земли, подводку коммуникаций и благоустройство территории).

Капитальные вложения на сооружение подстанций, тыс. руб.:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОТ.З}} + K_{\text{ПОСТ}} + K_{\text{РУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{КУ}}) \cdot K_{\text{П}} \cdot K_{\text{З}}. \quad (111)$$

где $K_{\text{ОТ.З}}$ – стоимость отвода земли для строительства ПС;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постоянная часть затрат;

$K_{\text{РУ}}$ – стоимость распределительных устройств;

$K_{\text{ТР}}$ – затраты на установку трансформатора;

$K_{\text{КУ}}$ – стоимость компенсирующих устройств;

K_{II} – переводной коэффициент, принимаем равным 9,5;

K_3 – зональный повышающий коэффициент, принимаем для Дальнего Востока 1,3.

В связи с тем, что в результате проводимой реконструкции, ПС Мамломыр не перестраивается и не меняет своё оборудование в полном объёме, производство расчётов не требуется.

Далее определяем капиталовложение на сооружение линий:

$$K_{Л} = (K_{OT.3} + K_{ЛЭП}) \cdot K_{II} \cdot K_3 \quad (116)$$

Так как в результате анализа вариантов реконструкции был выбран вариант с заменой провода существующей ЛЭП на провод нового поколения АССС Silvassa, что легче существующего в эксплуатации провода АС-150 и удовлетворяющего всем механическим и электрическим требованиям, строительство опор не требуется, в связи с тем, что данный провод можно закрепить на существующих опорах, как следствие не требуется отвод земли для строительства.

$$K_{Л} = (88 + 54) \cdot 35,5 \cdot 9,5 \cdot 1,3 = 62256,35 \text{ тыс.руб.}$$

Определим общие капитальные вложения на сооружение линий и ПС, тыс. руб:

$$K = 62256,35 + 0 + 158,9 = 62415,25;$$

10.2 Расчет потерь электроэнергии

Для оценки инвестиционной привлекательности также нужно учитывать потери электрической энергии на участке сети, рассматриваемой при реконструкции. В данной работе рассмотрим потери электрической энергии в

силовых трансформаторах и реконструированных участках линии электропередачи.

Потери в элементах сети определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{Л} + \Delta W_{ТР}. \quad (117)$$

где $\Delta W_{Л}$ – потери электрической энергии в линиях;

$\Delta W_{ТР}$ – потери электрической энергии в трансформаторах.

Потери в ЛЭП:

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{(P_{эф}^{зим})^2 + (Q_{эф}^{зим})^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_{зим} + \frac{(P_{эф}^{лет})^2 + (Q_{эф}^{лет})^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_{лет} \quad (118)$$

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{(12,07)^2 + (4,83)^2}{110^2} \cdot (31,75 + 0,24 + 5,70) \cdot 6200 + \\ + \frac{(11,76)^2 + (4,70)^2}{110^2} \cdot (31,75 + 0,24 + 5,70) \cdot 2440 = 1116,51 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{ПС} = \frac{(P_{эф}^{зим})^2 + (Q_{эф}^{зим})^2}{n \cdot U_{ном}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_{зим} + \frac{(P_{эф}^{лет})^2 + (Q_{эф}^{лет})^2}{n \cdot U_{ном}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_{лет} + n \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_{Г} \quad (119)$$

$$\Delta W_{ТР} = \frac{(12,07)^2 + (4,83)^2}{2 \cdot 110^2} \cdot (5,71) \cdot 6200 + \frac{(11,76)^2 + (4,70)^2}{2 \cdot 110^2} \cdot (2,8) \cdot 2440 + 2 \cdot 0,05 \cdot 8760 = 1856 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W = 1116,51 + 960,575 = 2077,085 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Безопасность

Перечень мероприятий и проектных решений по определению технических средств и методов работы, обеспечивающих выполнение нормативных требований охраны труда приведен в данном разделе.

На сегодняшний день, на подстанциях важным является соблюдение требований безопасности и экологии. Существует большой набор норм и правил, которые определяют порядок действий рабочих на энергетических предприятиях, устанавливают различные параметры условий труда и предоставляют методы и расчеты для определения различных показателей трудовой сферы. Все эти меры и действия направлены на предотвращение или снижение негативного воздействия различных опасных и токсичных веществ на человеческий организм, а также на предотвращение летальных исходов.

11.1.1 Общая характеристика опасных и вредных производственных факторов

Приоритетными задачами ГГМК «Маломыр» являются обеспечение безопасных условий труда и культуры производства. Для достижения этой цели предприятие строго контролирует выполнение соответствующих мер. В рамках реализации планов проводится техническое перевооружение, внедрение новых технологий на отдельных участках, разработка новых нормативных документов, обеспечивающих безопасность эксплуатации оборудования и условий труда. Сотрудники постоянно обучаются и проверяют свои знания в соответствии с нормативными документами. Кроме того, проводятся другие мероприятия, направленные на обеспечение безопасности и культуры производства.

Таблица 24 – Краткая характеристика и анализ опасных и вредных производственных факторов [2]

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, деаэрактор	СНиП 12.03-01 Безопасность труда в строительстве	Оградительные устройств	Спецодежда, противогаз
3. Высокая температура	подогреватели, котлы, трубопроводы, деаэрактор	Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие техничские 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	Диэлектрические 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	Противошумные наушники
6. Вибрация	Вращающиеся механизмы	СанПин 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах"	Виброизоляция трубопроводов	виброзащит. рукавицы и виброзащит. обувь

В ГГМК «Маломыр» используются подогреватели и сосуды, которые работают при высоких температурах и под давлением. Кроме того, на предприятии имеется множество вращающихся механизмов, таких как насосы и

вентиляторы. В связи с этим, обеспечение безопасности работников становится особенно важным. Автоматизация и дистанционное управление производственными процессами являются эффективными мерами обеспечения безопасности на рабочем месте. Кроме того, знание и соблюдение правил техники безопасности (ТБ) обязательно для обслуживающего персонала. В рудниках, например, все работники проходят инструктаж по ТБ и сдают экзамены перед началом работы. Техника безопасности - это набор правил и рекомендаций, которые помогают предотвратить травмы и аварии на производстве. Она включает в себя правила использования оборудования, хранения и транспортировки материалов, а также процедуры действий в случае аварии. Несоблюдение правил техники безопасности может привести к серьезным последствиям, включая травмы, потерю жизни и повреждение имущества. Поэтому обучение и соблюдение правил ТБ являются неотъемлемой частью работы в любой отрасли промышленности. В заключение, автоматизация и дистанционное управление производственными процессами, а также знание и соблюдение правил техники безопасности являются ключевыми мерами для обеспечения безопасности на рабочем месте.

11.2 Производственная санитария

Для уменьшения или исключения действия этих факторов необходимо постоянно принимать меры по исключению их воздействия на человека.

11.2.1 Микроклиматические условия труда.

В производственных помещениях, где используется технологическое оборудование, которое нагревается до температуры 130°C, персонал, занимающийся обслуживанием и ремонтом, подвергается тепловому излучению и контакту с нагретыми поверхностями. В результате температура воздуха в помещении может достигать от 30 до 45°C. Для характеристики микроклимата в помещении учитываются следующие показатели: температура окружающего воздуха, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха и интенсивность теплового излучения.

Согласно СанПин 2.2.4.3359-16 "Отопление, вентиляция и

кондиционирование", в помещениях, где персонал проводит продолжительное время, например, в офисных помещениях, должны поддерживаться следующие параметры: температура воздуха в пределах от 22 до 24°C, относительная влажность воздуха от 40 до 60% и скорость движения воздуха не более 0,1 м/с.

Для достижения этих параметров используются системы отопления, кондиционирования, вентиляции и увлажнения воздуха. В машинном зале нормальный температурный режим поддерживается системой вентиляции, а при длительном нахождении персонала, например, при проведении ремонтных работ, воздухообмен обеспечивается воздушно-душирующими установками. Важно поддерживать оптимальные параметры микроклимата в помещении для обеспечения комфортных условий для персонала и предотвращения возможных заболеваний, связанных с перегревом или переохлаждением организма.

11.2.2 Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны.

В производстве тепла используется только электрический ток, что исключает выброс вредных газов. Однако, наличие пыли в воздухе обусловлено естественными процессами и попаданием уличной пыли через систему вентиляции. Для борьбы с запылением, необходимо постоянно убирать помещения и устанавливать фильтры на системах вентиляции, которые периодически заменяются и очищаются.

Применение электрического тока для производства тепла имеет ряд преимуществ. Во-первых, это экологически чистый способ, который не загрязняет окружающую среду вредными выбросами. Во-вторых, данный метод более эффективен, чем использование газа или топлива, что позволяет снизить расходы на энергию. Однако, необходимо учитывать, что наличие пыли в помещении может повлиять на здоровье людей, особенно у тех, кто страдает от аллергии или бронхиальной астмы. Поэтому, для обеспечения здоровой атмосферы в помещении, необходимо проводить регулярную уборку и обслуживание систем вентиляции.

Таким образом, использование электрического тока для производства тепла является экологически чистым и эффективным способом, однако,

необходимо учитывать возможное запыление помещения и принимать меры для его борьбы.

11.2.3 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.

11.2.4 Шум, вибрация.

Шум и вибрация на производстве могут возникать от вращающихся механизмов, таких как насосы, вентиляторы и электроприводы. Для борьбы с этими проблемами можно использовать несколько методов. Во-первых, агрегаты и механизмы могут быть установлены на самостоятельные фундаменты, которые будут виброизолированы от котла и элементов здания. Во-вторых, в местах наибольших вибраций можно использовать демпфирующие материалы, такие как резина или войлок. Третий метод - установка глушителей шума на патрубках на нагнетании и всасывании вентиляторов. Также можно использовать противозумные защитные средства. Для управления оборудованием используется центральный пульт управления, который находится в отдельном помещении. Конструкция строительной части предусматривает пыле- и звукопроницаемость помещения. ЦПУ не должна располагаться рядом с помещениями, в которых уровень шума и вибрации превышает норму. Уровень шума в помещениях не должен превышать 50

дБ(А). Звукоизоляция ограждающих конструкций помещений с ПЭВМ должна соответствовать требованиям. Чтобы снизить уровень шума в помещениях с ПЭВМ, можно использовать звукопоглощающие материалы с максимальным коэффициентом звукопоглощения в области частот (63-8000) Гц для отделки помещений. Это подтверждено специальными акустическими расчетами. Кроме того, шум и вибрация на производстве могут быть вредными для здоровья работников. Постоянное воздействие шума может привести к потере слуха, а также вызвать стресс и усталость. Поэтому важно принимать меры для защиты работников от шума и вибрации на производстве.

11.3 Техника безопасности

Правила техники безопасности на рудниках должны соответствовать ряду нормативно-технических документов системы безопасности труда, таких как:

- СТП 1504 01 08 "Порядок разработки инструкций по охране труда";
- СО 34 03 201 97 "Правила безопасной эксплуатации тепломеханического оборудования и электроустановок";
- Правила пожарной безопасности, установленные для энергетических предприятий;
- Коллективный договор, определяющий правила техники безопасности для всех работников рудника.

Рабочие всех разрядов должны знать и соблюдать правила техники безопасности и обязаны подчиняться своим непосредственным руководителям.

11.4 Экологичность

В данном разделе проекта рассматриваются возможные нарушения природной среды, которые могут возникнуть при проведении монтажных работ в рамках реконструкции ГГМК "Маломыр". Также анализируются последствия реализации проекта и обосновывается экологическая безопасность предложенных технических решений. Кроме того, здесь рассматриваются мероприятия, направленные на минимизацию негативного воздействия на окружающую среду, и оценивается их экономическая эффективность.

11.4.1 Нормативно-правовая база

Раздел "Охрана окружающей природной среды" в проекте по реконструкции ГГМК "Маломыр" выполнен в соответствии с законодательными актами и нормативными документами, которые регулируют требования по охране природы и рациональному использованию природных ресурсов. Это означает, что при реконструкции ГГМК "Маломыр" будут соблюдаться все необходимые экологические стандарты и нормы. Охрана окружающей среды стала очень важной темой в последние годы. Многие страны внедряют строгие законы, чтобы защитить природу и сохранить ее для будущих поколений. Такие законы помогают предотвратить загрязнение воды, воздуха и почвы, а также сохранить биоразнообразие. Компании, занимающиеся добычей и производством, должны также соблюдать экологические стандарты и нормы. Это позволяет им не только защитить окружающую среду, но и улучшить свою репутацию в глазах общественности и инвесторов. Кроме того, экологически ответственные компании могут получить различные сертификаты и награды за свои достижения в области охраны природы. Таким образом, выполнение раздела "Охрана окружающей природной среды" в проекте по реконструкции ГГМК "Маломыр" является важным шагом в направлении сохранения природы и рационального использования природных ресурсов. Это также демонстрирует ответственность компании перед обществом и окружающей средой.

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.

11.4.2 Шум от трансформаторов

Трансформаторы, которые являются важной частью электроэнергетических систем, могут создавать шум различного происхождения. Одним из источников шума является механический шум,

который излучается баком трансформатора и зависит от типовой мощности устройства. Другим источником шума является аэродинамический шум, который создается системами охлаждения. На ПС Маломыр установлены два трансформатора типа ТДТН 16000/110, которые имеют типовую мощность в 16 МВА и класс напряжения в 110 кВ. Система охлаждения трансформаторов представляет собой комбинацию принудительной циркуляции воздуха и естественной циркуляции масла, а также имеет систему регулирования напряжения. Согласно [4], допустимый уровень звука на территориях, непосредственно прилегающих к жилым домам, должен быть не более 45 дБА ($DU_{LA} = 45 \text{ дБА}$) в период с 23:00 до 7:00, что является наиболее жестким требованием к допустимому уровню звука. Однако, скорректированный уровень звуковой мощности трансформатора, который определяется в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения, составляет 88 дБА ($L_{PA} = 88 \text{ дБА}$). Таким образом, можно сделать вывод, что уровень шума, создаваемый трансформаторами на ПС Маломыр, значительно превышает допустимые нормы. Для решения этой проблемы возможны различные меры, такие как установка звукопоглощающих материалов, замена системы охлаждения на более тихую, перемещение трансформаторов на более удаленную территорию и другие. Важно учитывать, что негативное воздействие шума на здоровье людей может быть серьезным, поэтому необходимо принимать меры для снижения уровня шума до допустимых норм.

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный скорректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^3 10^{0,188} = 92,8 \text{ дБ} \quad (106)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = DU_{LA} + 10 \cdot \lg \left(\frac{S}{S_0} \right) \quad (107)$$

где $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (108)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10 \frac{L_{\Sigma WA} - ДУ_{LA}}{10}}{2\pi}}, \quad (109)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10 \frac{93 - 45}{10}}{6,28}} = 92,8 \text{ м} \quad (110)$$

Минимальное расстояние от ПС Маломыр до границы посёлка составляет 100 м, а ПС находится на расстоянии 450 м от посёлка. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

11.5 Чрезвычайные ситуации

11.5.1 Возможные чрезвычайные ситуации на ПС Маломыр

В процессе эксплуатации электроустановок возможны случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций, такие как автоматические отключения оборудования при коротких замыканиях или ошибочные действия персонала. В зависимости от характера нарушения, степени повреждения оборудования и тех последствий, которые оно привело, эти случаи рассматриваются как аварии или отказы в работе.

Пожарная опасность электроустановок обусловлена наличием множества источников зажигания, таких как перегрузки, большие местные переходные сопротивления, короткие замыкания, электрические искры и дуги, а также наличие горючих материалов, например, масла разных марок и изоляция электрических кабелей. Если горящие масла распространятся по площади, возможен переход огня на другие электроустановки.

Основной причиной развития пожаров является несвоевременное отключение электроустановок, а также расположение других оборудования, находящихся под напряжением, в непосредственной близости. Однако снятие

напряжения с электроустановок — сложный организационный процесс, который требует определенного времени. Это приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки во время пожара.

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.

11.5.2 Обеспечение пожарной безопасности на ПС Маломыр

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

В соответствии с нормами Правил пожарной безопасности, энергетические предприятия должны соблюдать определенные требования по хранению и размещению пожарного инвентаря и средств пожаротушения. Эти средства должны быть расположены на видных местах с свободным доступом и окрашены масляной краской в красный цвет. Для обеспечения безопасности персонала и имущества, на тропах обхода территории ОРУ должны быть установлены поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения.

Согласно Правилам технической эксплуатации, помещения на энергетических предприятиях не подлежат перепланировке без разработки соответствующего проекта. В случае отступления от строительных норм и правил, такая перепланировка возможна только после согласования с местными надзорными органами.

Разрешено курение только в специально оборудованных местах, где должны быть установлены знаки безопасности по государственному стандарту. Кроме того, при пересечении коммуникаций и кабелей перегородок и перекрытий, все проходки необходимо уплотнить несгораемыми материалами

на всю толщину. При необходимости, можно использовать специальные сальниковые уплотнения.

В связи с применением на подстанциях горючих изоляционных материалов, таких как резина, лаки, масла и т.д., возникает опасность пожара. Это может происходить из-за запыленности и загрязнения техники, а также из-за причин, таких как короткие замыкания, перегрузка проводов, электрические дуги и неисправности приводов выключателей и других аппаратов. Необходимым условием для тушения пожаров в электроустановках, которые могут быть под напряжением, является соблюдение «Инструкции по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

К первичным средствам пожаротушения относятся:

- 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 [4], для пожаротушения трансформаторов 16 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 30 [5].

Таблица 24 – 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.
1	2	3	4	5	6
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
1	2	3	4	5	6
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.

Вопрос тушения пожаров, возникающих в электроустановках. Особое внимание уделено тушению пожаров, связанных с трансформаторами и другой маслonaполненной аппаратурой. Для тушения пожаров, связанных с трансформаторами, необходимо использовать специальные методы. Данные методы основаны на использовании воды и других огнетушащих веществ. При этом необходимо учитывать, что горячее масло не следует тушить компактными водяными струями, так как это может привести к увеличению площади пожара. Кроме того, при тушении пожаров, связанных с трансформаторами, необходимо защищать электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, от действия высокой температуры. Для этого лучше всего использовать распыленную воду. При тушении пожаров,

связанных с кабелями, проводами и аппаратурой на панелях, необходимо снять с них напряжение, прежде чем приступать к тушению. Для тушения таких пожаров следует использовать углекислотные огнетушители или распыленную воду. Важно помнить, что при тушении пожаров в электроустановках необходимо соблюдать все меры предосторожности. При необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция системы внешнего электроснабжения ГГМК «Маломыр».

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика ГГМК «Маломыр»; - рассчитаны нагрузки ГГМК «Маломыр»;
- разработаны варианты схем внешнего электроснабжения ГГМК «Маломыр»;
- выполнена анализ целесообразности реконструкции ПС Маломыр;
- 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 Маломыр с расстановкой молниеотводов;
- произведен выбор защит на ПС Маломыр;
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при реконструкции ПС Маломыр.

Таким образом, разработан вариант электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителя – ГГМК «Маломыр».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005;
2. Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014;
3. ГОСТ 11677-85 «Трансформаторы силовые общие технические условия» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004970> (Дата обращения: 17.03.2023);
4. ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200046288> (Дата обращения: 11.04.2023);
5. ГОСТ Р 52726-2007 «Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200051507> (Дата обращения: 12.04.2023);
6. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004382> (Дата обращения: 11.03.2023);
7. Индексы изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2023 года [Электронный ресурс] // E-smeta.ru: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.e-smeta.ru/index/1347-indexy-smetnoy-oborudovaniya-1kv2023.html> (Дата обращения: 15.04.2023);
8. Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю.

В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с.

9. Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2006. – 416 с.

10. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989;

11. Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003;

12. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей российской федерации» Минэнерго России от 19.06. 2003 № 229 [Электронный ресурс] URL: <https://base.garant.ru/186039/> (Дата обращения: 19.02.2023);

13. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (Дата обращения: 12.03.2023);

14. Приказ Минэнерго РФ от 13.02.2019 N 101"об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики" (Зарегистрировано в Минюсте РФ 25.04.2019 N 54503) [Электронный ресурс] URL: <https://minjust.consultant.ru/special/documents/document/42706> (Дата обращения: 11.03.2023).

15. ПТЭЭП. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Электронный ресурс] URL: <https://base.garant.ru/12129664/>

(Дата обращения: 29.03.2023).

16. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт;

17. РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений». – Введ. 12.07.1999. – СПб.: Издательство ПЭИПК;

18. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М: Энергоатомиздат;

19. Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозových перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н. В. Савина; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf

20. СО 153-34.21.122-2003 (РД 34.21.122-87) «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 280) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034368> (Дата обращения: 25.03.2023);

21. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения [Электронный ресурс] URL: https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (Дата обращения: 28.03.2023);

22. Судаков, Г. В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. – метод. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006;

23. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М.: НТФ «Энергосетьпроект» 2012. -376 с.

24. Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 29.04.2023 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> (Дата обращения: 13.05.2023);
25. Методические указания по устройству энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России № 277 от 30.06.2003. – М.: НЦ ЭНАС, 2014. -10 с.
26. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. –448с.
27. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т». Руководство по эксплуатации. – М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.
28. Ермоленко В.М. Федосеев А.М. Релейная защита и противоаварийная автоматика: учебное пособие / В. М. Ермоленко, А. М. Федосеев. — М.: Изд-во МЭИ, 2015.
29. Руководящие указания по релейной защите: Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 2014. – 88 с
30. СТО 34.01-23.1-001-2017 ОБЪЕМ И НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ.