

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

 Н.В. Савина

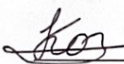
« 15 » 06 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции Покровка в Амурской области для
питания АО «Покровский рудник», ОПР «Пионер»


Исполнитель

студент группы 942-об1

 05.06.2023 Н.К. Косицын
(подпись, дата)

Руководитель

профессор, доктор. техн. наук


 14.06.2023 Н.В. Савина
(подпись, дата)

Консультант: по

безопасности и

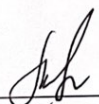
экологичности

доцент, канд. техн. наук

 06.06.2023 А.Б. Булгаков
(подпись, дата)

Нормоконтроль

ст. преподаватель

 13.06.2023 Л.А. Мясоедова
(подпись, дата)

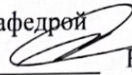
Благовещенск 2023

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
« 19 » 04 2023 г.

ЗАДАНИЕ

- К выпускной квалификационной работе студента Косицына Николая Константиновича
1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции Покровка в Амурской области для питания АО «Покровский рудник», ОПР «Пионер»
(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-пс)
 2. Срок сдачи студентом законченной работы 05.06.2023
 3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практики
 4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования ПС Покровка. 2. Основные технические решения 3. Выбор и обоснование технических решений по компоновке ПС и выполнению РУ. 4. Расчет электрических нагрузок ПС Покровка. 5. Выбор числа и мощности трансформаторов. 6. Оценка необходимости реконструкции питающих ПС Покровка линий 7. Расчёт токов короткого замыкания. 8. Выбор и проверка оборудования. 9. Организация заземления и молниезащиты ПС Покровка при проектировании. 10. Расчет экономической эффективности проектирования ПС Покровка. 11. Релейная защита и автоматика. 12. Безопасность и экологичность
 5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Схема Подключения ПС Покровка к сети. 2. Однолинейная схема ПС Покровка. 3. План ПС Покровка. 4. Разрез ПС Покровка. 5. Молниезащита и заземление ПС Покровка. 6. Схема основной защиты трансформатора Т-1 на ПС Покровка
 6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков
 7. Дата выдачи задания 19.04.2023
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Наталья Викторовна Савина
Зав. кафедрой, доктор. тех. наук, профессор
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)
- Задание принял к исполнению (дата): 19.04.2023
Косица Николай Константинович
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 142 с., 17 рисунков, 39 таблиц, 32 источника, 1 приложение.

РАЙОН, КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, НАГРУЗКА, МОЩНОСТЬ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ОХРАНА ТРУДА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, УРОВЕНЬ ШУМА.

Актуальность работы состоит в необходимости подключения вновь вводимых мощностей Зейского и Магдагачинского районов Амурской области потребителя АО «Покровский рудник», ОПР «Пионер».

Целью работы является разработка варианта строительства ПС Покровка, обеспечивающего надежное и качественное электроснабжение потребителей, а также отвечающий требованиям существующей нормативно-технической документации.

Полученным результатом является спроектированная подстанция, отвечающая современным требованиям и обеспечивающая надежное электроснабжение АО «Покровский рудник», ОПР «Пионер».

СОДЕРЖАНИЕ

Нормативные ссылки	7
Термины, определения, обозначения и сокращения	8
Введение	9
1 Характеристика района проектирования ПС Покровка	11
1.2 Сведения об особых природных климатических условий территории на которой располагается земельный участок	12
1.3 Характеристика земельного участка строительной площадки	14
1.4 Характеристика электрических сетей и источников питания в районе размещения ПС	15
2 Основные технические решения	16
2.1 Обоснование принятой схемы подстанции	16
2.2 Выбор номинального напряжения подстанции	18
2.3 Обоснование функционального назначения объекта и характеристики объекта	18
3 Выбор и обоснование технических решений по компоновке ПС и выполнению РУ	20
3.1 Техничко-экономическое сравнение компоновки	20
3.2 Требования к надежности электроснабжения	22
3.3 Характеристика и обоснование конструктивных решений сооружений ПС	22
3.4 Обоснование технических решений, обеспечивающих необходимую прочность, устойчивость сооружений	24
4 Расчет электрических нагрузок ПС Покровка	26
4.1 Расчет нагрузок	26
4.2 Компенсация реактивной мощности	28
5 Выбор числа и мощности трансформаторов	30
5.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов	30

6	Оценка необходимости реконструкции питающих	ПС
	Покровка линий	32
6.1	Питание ПС Покровка	32
6.2	Расчет электрических режимов в прилегающей к ПС Покровка электрической сети 110 кВ	32
7	Расчёт токов короткого замыкания	36
7.1	Выбор метода расчета токов КЗ и разработка схемы замещения для расчета КЗ	36
7.2	Расчет токов короткого замыкания	37
8	Выбор и проверка оборудования на ПС	45
8.1	Выбор выключателей и проверка	45
8.2	Выбор разъединителей	52
8.3	Выбор трансформаторов тока	56
8.4	Выбор трансформаторов напряжения	62
8.5	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	64
8.6	Оборудование ВЧ обработки и присоединения	73
8.7	Выбор трансформаторов собственных нужд	74
8.8	Решения по организации оперативного постоянного тока	75
9	Организация заземления и молниезащиты ПС при проектировании	79
9.1	Заземление подстанции	79
9.2	Молниезащита ПС	85
10	Расчет экономической эффективности строительства ПС Покровка	90
10.1	Капитальные затраты в сооружение ПС	90
10.2	Расчет амортизационных отчислений	92
10.3	Расчет эксплуатационных издержек	92
10.4	Оценка экономической эффективности	94
11	Релейная защита и автоматика	97
11.1	Релейная защита и автоматика	98

11.2 Управление, сигнализация, измерения	102
11.3 Расчет уставок защит трансформатора	104
11.4 Газовая защита трансформатора	111
12 Безопасность и экологичность	112
12.1 Безопасность	112
12.2 Экологичность	126
12.3 Пожарная безопасность	130
Заключение	137
Библиографический список	139
Приложение А	143

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей выпускной квалификационной работе использованы ссылки на следующие стандарты:

- СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» г. Москва, 2006 г.;
- СП 131.13330.2018 «Строительная климатология»;
- СТО 56947007-29.240.30.010-2009 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей выпускной квалификационной работе применяют следующие термины с соответствующими определениями:

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АУВ – автоматика управления выключателем;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

ТСН – трансформатор собственных нужд.

ВВЕДЕНИЕ

Тема ВКР «Проектирование подстанции Покровка в Амурской области для питания АО «Покровский рудник», ОПП «Пионер»» выбрана в связи с необходимостью обеспечения полноценного электроснабжения вновь вводимых потребителей АО «Покровский рудник», ОПП «Пионер», а так же для обеспечения повышения надежности электроснабжения в районе с. Покровка Магдагачинского районов Амурской области, данная тема носит актуальный характер.

Новизна заключается в выборе оптимального варианта проектирования подстанции для подключения новых потребителей, основанная на типовых методах проектирования.

Целью работы является разработка варианта строительства ПС Покровка, обеспечивающего надежное и качественное электроснабжение потребителей, а также отвечающий требованиям нормативно-технической документации.

Для реализации поставленной цели были необходимо реализовать ряд задач:

- дать характеристику района проектирования ПС Покровка;
- обосновать принимаемые основные технические решения;
- произвести выбор оборудования на проектируемой подстанции;
- произвести расчет и выбор релейной защиты и автоматики;
- оценить инвестиционную привлекательность принятого варианта реконструкции сети;
- оценить безопасность и экологичность проекта.

Основная часть выпускной квалификационной работы состоит из:
следующих разделов:

- Характеристика района проектирования ПС Покровка.
- Основные технические решения;

– Выбор и обоснование технических решений по компоновке ПС и выполнению РУ;

– Расчет электрических нагрузок ПС Покровка;

– Выбор числа и мощности трансформаторов;

– Оценка необходимости реконструкции питающих ПС Покровка линий;

– Расчёт токов короткого замыкания;

– Выбор и проверка оборудования;

– Организация заземления и молниезащиты ПС при проектировании;

– Расчет экономической эффективности строительства ПС Покровка;

– Релейная защита и автоматика;

– Безопасность и экологичность.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы было использовано следующее лицензионное и свободно-распространяемое программное обеспечение:

- Microsoft office word;

- MathCad;

- Microsoft office Visio.

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена из 6 листов формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПС ПОКРОВКА

Данный раздел содержит сведения касающиеся характеристики района проектирования ПС для дальнейшего использования при выборе оборудования, конструктивных решений и исполнения архитектурных сооружений. А также дает общую информацию, касающуюся географического положения объекта проектирования.

1.1. Климатические и географические характеристики района

Подстанция Покровка предназначена для электроснабжения потребителей Покровского месторождения.

Проектируемая ПС Покровка расположена в Магдагачинском районе Амурской области.

Площадка площадью в ограде 0,64 га под строительство подстанции находится на территории месторождения Покровка ОАО «Покровский рудник».

Площадка свободна от застройки и имеет спокойный рельеф с небольшим уклоном на юго-запад.

В природных условиях площадка заболочена, покрыта луговой растительностью, кустарником и очень мелким редким лесом - березой и лиственницей. Высота деревьев достигает 8 м, диаметр стволов до 0,15 м.

Взрывоопасных и пожароопасных объектов в районе площадки ПС нет.

Техноприродных процессов (карст, склоновые процессы, разрывные тектонические смещения и др.) не наблюдалось.

Грунтовые воды отсутствуют. К востоку от площадки ПС на расстоянии около 400м протекает ручей Покровский. К юго-западу от площадки ПС на расстоянии около 45 м расположено озеро, площадью 0,14 га.

Сейсмичность района строительства 7 баллов.

1.1.1 Транспортная инфраструктура

Основными транспортными дорогами района проектируемой ПС Покровка являются:

- Дальневосточная железная дорога, участок Сковородино-Белогорск;

- автодорога «Тыгда - Зея»;
- местные грунтовые и тракторные дороги.

Ближайшей ж.д. станцией к объекту, где предусматривается разгрузка строительных материалов и тяжеловесного оборудования является ст. Тыгда.

1.2 Сведения об особых природных климатических условиях территории на которой располагается земельный участок

Территория района расположения ПС Покровка относится к континентально- переходной группе экосистем с муссонным климатом. Эта группа испытывает влияние морей и океанов лишь в теплый период года и в меньшей степени, чем другие группы Дальнего Востока. Благодаря значительной удаленности от Тихого океана климат района имеет резко выраженные черты континентальности: большие колебания суточных и годовых температур, низкие зимние и отрицательные годовые температуры.

Зима — самый продолжительный сезон года, он длится с конца октября до конца марта- начала апреля. Зима отличается морозной, маловетреной погодой с небольшим количеством осадков, определяющим незначительный снежный покров. Снежный покров образуется в ноября, зимой он нарастает медленно, а в марте — достигает своего максимума.

Мощность снегового покрова до 33 см. Уменьшение высоты начинается во второй половине марта и уже к началу апреля начинается его разрушения.

В холодное время года преобладают ветры северо-западного и северного направления. Метели наблюдаются при прохождении циклонов. Число метелей за год незначительно — до 4 дней.

Лето наступает в конце мая — начале июня. В летний период большая вероятность повторяемости ветров восточного направления.

Самые дождливые месяцы года - июль и август. За эти месяцы выпадает 40- 50% годовых осадков.

Общие климатические сведения по региону сведены в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Общие климатические характеристики

Характеристика	-
Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-49
Абсолютная температура воздуха, минимум, °С максимум, °С	- 50,1 + 38,9
Расчетная температура самых холодных суток, °С	-52
Средняя минимальная температура воздуха наиболее холодного месяца, °С	-41,8
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	23,6
Средняя температура воздуха периода со среднесуточной температурой воздуха $\leq 10^{\circ}\text{C}$	-20,1
Средняя продолжительность теплого периода года с температурой воздуха $> 0^{\circ}\text{C}$	129
Суточный максимум осадков, мм	61
Среднегодовое число дней со среднесуточной температурой воздуха - 40°C и ниже	10
Число дней в году с устойчивым снежным покровом	151
Район по гололеду	II
Глубина промерзания грунта под оголенной поверхностью, м	2,6
Район по ветру	IV
Среднемаксимальная высота снежного покрова, см	19
Максимальная высота снежного покрова, см	33

1.3 Характеристика земельного участка строительной площадки

Проектируемая ПС Покровка расположена на территории месторождения Покровка ОАО «Покровский рудник».

Весь участок относится к категории «земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения».

Рельеф площадки ПС спокойный с небольшим уклоном на юго-запад.

Геолого-литологическое строение площадки представлено следующими инженерно- геологическими элементами [28]:

- почвенно-растительный слой - от 0 до 0,2м;
- суглинок полутвердый с дресвой - от 0,2 до 3,0 м;
- суглинок твердый с дресвой - от 3,0 до 6,0 м;
- глубина промерзания грунта -2,6 м.
- в период изысканий до глубины 6,0 м грунтовые воды не встречены.

Вертикальная планировка ПС выполнена в насыпи высотой в среднем до 2-х м с уклоном 0,010 в сторону понижения рельефа. Устройство насыпи выполняется отсыпкой суглинистыми грунтами и супесями из ближайших отвалов, образованных после разработки карьеров, с дальностью возки до 3,5км. Отсыпка насыпи производится слоями 20-30 см. с тщательным послойным уплотнением грунта. Далее производится засыпка площадки щебнем высотой 20см. и вертикальная планировка, с тщательным уплотнением щебня.

Отвод поверхностных вод с площадки ПС осуществляется открытым способом по уклону территории с выпуском ливневых вод за пределы ограды в пониженное место рельефа.

Для удобства обслуживания оборудования по территории подстанции предусмотрен проезд шириной 4,5 м с разворотной площадкой. Покрытие проезда и площадок - щебеночное.

1.4 Характеристика электрических сетей и источников питания в районе размещения ПС

Ближайшим источником питания для проектируемой ПС Покровка выступает ПС 220 кВ Светлая. ПС 220 кВ Светлая расположена в г.Зея и принадлежит Филиалу «МЭС Востока».

Таблица 1.2 – Характеристики ПС 220 кВ Светлая

Наименование	Значение
Рабочее напряжение	220/110/35/10 кВ
Количество силовых трансформаторов	4
Установленная мощность трансформаторов	166 МВА

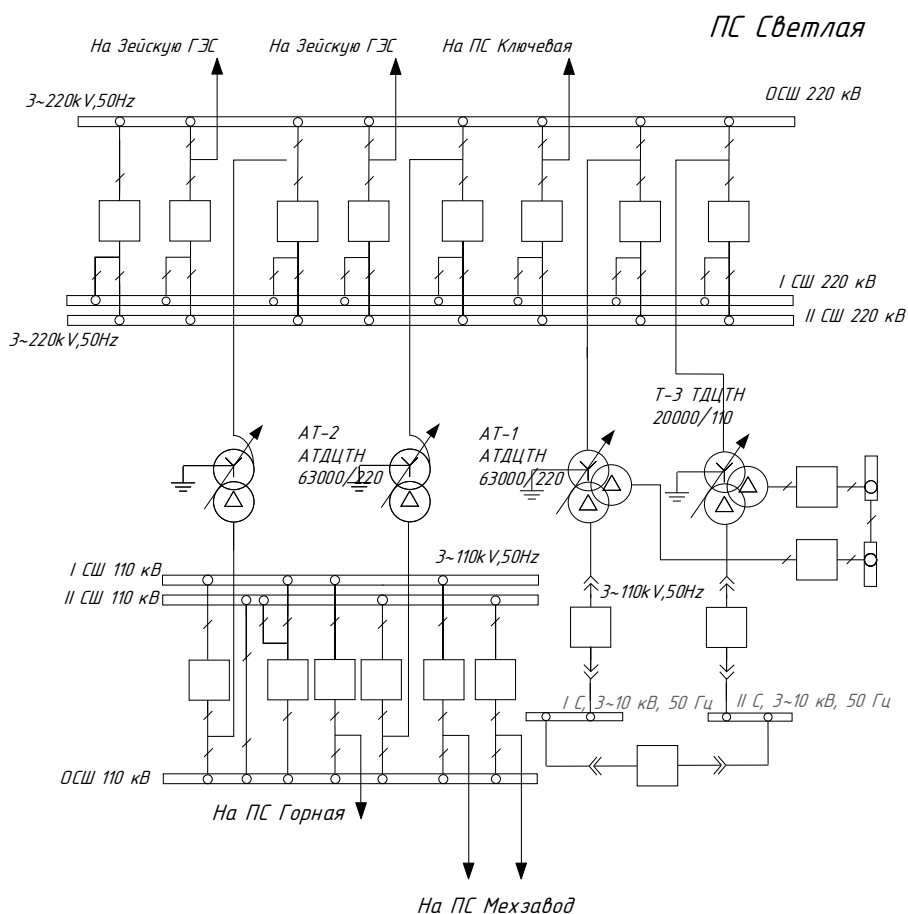


Рисунок 1.1 – Схема ПС 220 кВ Светлая

2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Данный раздел содержит сведения касающиеся выбора направления проектирования, принятия электротехнических решений, которые будут влиять на дальнейшее направление в проектировании ПС Покровка.

2.1 Обоснование принятой схемы подстанции

При выборе схем РУ необходимо руководствоваться следующими принципами:

1) Схема РУ выбирается с учетом схемы прилегающей сети, ее параметров и перспектив развития, количества присоединяемых ВЛ и трансформаторов, необходимости секционирования и установки компенсирующих устройств, размера и стоимости земельного участка, природно-климатических условий и других факторов. Схема РУ разрабатывается с учетом назначения подстанции в данной энергосистеме, надежности работы примыкающих ВЛ и подстанций и условий их резервирования [21].

2) Основные требования, предъявляемые к схемам РУ заключаются в обеспечении качества функционирования ПС: надежности, экономичности, наглядности и простоте, возможности и безопасности обслуживания, выполнения ремонтов и расширения, компактности и др [21].

3) Если допускается отключение присоединений при отключении выключателя (автоматическом или оперативным персоналом) на длительное время, то применяются схемы [21].

4) При числе присоединений до 4-х включительно – предпочтение отдается упрощенным (блочные, мостиковые) схемам (3Н, 4Н, 5Н, 5АН) [21].

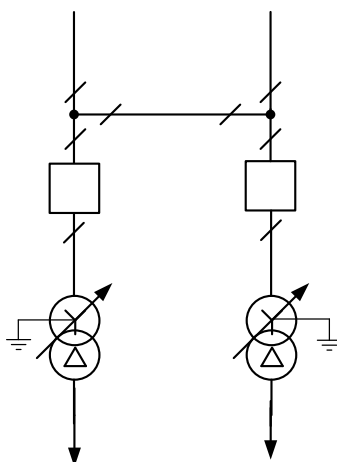


Рисунок 2.1 – Схема № 110-4Н. Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий

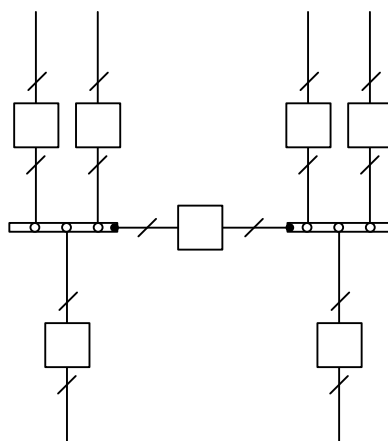


Рисунок 2.2 – Схема № 110-9. Одна рабочая, секционированная выключателем система шин

Схемы с одной секционированной системой шин применяются на напряжение 35...220 кВ при парных линиях или линиях, резервируемых от других ПС, а также нерезервируемых, но не более одной на любой из секций, т.е. при отсутствии требования сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию или ремонт рабочей секции шин [21].

Применение Схемы РУ 110 кВ № 110-4Н. Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий является наиболее

целесообразным вариантом, с учетом схемы прилегающей сети, ее параметров и перспектив развития и с учетом проведения дальнейшей реконструкции сети 110 кВ в данном энергорайоне.

Окончательный и подробный выбор схемы РУ приведен в разделе 3 ВКР.

2.2 Выбор номинального напряжения подстанции

Исходя из анализа прилегающей сети можно сделать вывод о предпочтении следующих классов напряжения:

– РУ 110 кВ, т.к. в непосредственной близости уже имеется существующая ВЛ 110 кВ Светлая – Пионер и ПС 110 кВ Пионер;

– РУ 35 кВ, т.к. от ПС 110 кВ Пионер планируется осуществление питания ПС 35 кВ Заводская;

– РУ 6 кВ, т.к. исходя из особенностей производственного процесса и принятого на балансе оборудования данный класс напряжения позволит уменьшить затраты на техническое вооружения ОПП «Пионер».

2.3 Обоснование функционального назначения объекта и характеристики объекта

Подстанция Покровка предусматривается комплектной с двумя трансформаторами мощностью 25000 кВА каждый.

Питание ПС Покровка по осуществляется двухцепной ВЛ 110 кВ «Пионер-Покровка».

РУ-110 кВ выполняется по схеме №110-4Н. «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

РУ-35 кВ выполняется по схеме №35-9. «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (две линии 35 кВ).

РУ-6 кВ выполняется по схеме №6-1. «Одна секционированная выключателем система шин».

На подстанции устанавливаются:

- два трансформатора «Т1» и «Т2» типа ТДТН-25000/110, напряжением 110/35/6 кВ, мощностью 25000 кВА каждый;

- два трансформатора собственных нужд типа ТМГ-160/6, напряжением 6/0,4 кВ, мощностью 160 кВА каждый.

Изоляция оборудования -усиленная. Оперативный ток - постоянный 220 В

Обслуживание подстанции осуществляется постоянным оперативным персоналом с дежурством на подстанции.

Потребителями ПС Покровка на стороне 6 кВ являются объекты ОАО «Покровский рудник», на стороне 35 кВ ПС 35/6 кВ «Заводская».

Согласно ТУ на технологическое присоединение расчётная нагрузка вновь подключаемых потребителей составит 10 МВт.

Схема электрическая главная подстанции с типами установленного оборудования приведена на чертеже лист 2 графической части ВКР.

3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО КОМПОНОВКЕ ПС И ВЫПОЛНЕНИЮ РУ

В настоящем разделе приведено технико-экономическое сравнение компоновки и конструктивных решений по рекомендуемой схеме.

3.1 Техничко-экономическое сравнение компоновки

Укрупненные стоимостные показатели распространяются на вновь сооружаемые подстанции (ПС) [29].

Типовые схемы электрических соединений распределительных устройств утверждены нормативами ФСК ЕЭС. В частности СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» и СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» [29].

Укрупненные стоимостные показатели ПС 35 кВ и выше приведены по подстанциям в целом и по отдельным основным элементам, к которым относятся [29]:

- распределительные устройства и отдельные ячейки выключателей;
- трансформаторы (автотрансформаторы);
- компенсирующие и регулирующие устройства;
- постоянная часть затрат.

Базисные показатели стоимости ПС приняты для наиболее распространенных типов ПС с использованием элегазового оборудования [29].

Согласно заданию на выполнение проектных работ настоящими решениями рассматривается два варианта компоновки ПС:

1. Вариант №1: применение РУ-110 кВ по схеме №110-4Н. «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

2. Вариант №2: применение РУ 110 кВ в исполнении ОРУ 110 кВ в виде применения схемы № 110-9. Одна рабочая, секционированная выключателем система шин.

Основные показатели технико-экономического сравнения компоновочных решений по строительству ПС 110 кВ представлены в таблице 3.1 и таблице 3.2 [29].

Таблица 3.1 – Экономические показатели

Вариант №1		Вариант №2	
УСП(2013)-10-1		УСП(2013)-10-3-1	
Тип РУ ПС	Стоимость млн. руб.	Тип РУ ПС	Стоимость млн. руб. с НДС
	с НДС		НДС
110-4Н	1223,8	110-9	2191,3

Таблица 3.2 – Технические показатели

Технические показатели		
Наименование параметра	Вариант №1	Вариант №2
Занимаемая площадь строительства ПС, м ²	3375	5600
Габаритные размеры ПС, м	54x62,5	80x70

К дальнейшему проектированию рекомендуется применить компоновку ПС Покровка по варианту №1 на основании следующих критериев и преимуществ:

- разница между вариантами №1 и №2 составляет порядка 967 млн. руб.;
- меньшая стоимость строительства по сравнению с вариантом №2;
- при применении компоновочных решений распределительных устройств ПС на варианте №1 примерно на 30-35% уменьшаются габариты площадки для размещения ПС в отличие от варианта 2, что в свою очередь влияет на величину строительно-монтажных работ в целом.

3.2 Требования к надежности электроснабжения

Выполнение РУ-110 кВ по схеме №110-4Н при КЗ (повреждении) на одной из питающих линий в нормальном режиме обеспечивает сохранение в работе двух трансформаторов [21].

В соответствии с ПУЭ 7-е изд. принятая схема для РУ-35 кВ обеспечивает надежное бесперебойное питание электропотребителей третьей категории [11].

Потребители 6 кВ относятся к первой категории электроприемников по надежности электроснабжения [11]. Питание потребителей 6 кВ организовано от одной системы шин секционированной выключателем с устройством АВР (схема №6-1). Секции шин 6 кВ запитаны от разных силовых трансформаторов мощностью 25 МВА.

3.2.1 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии

Согласно [ПУЭ 7-е изд.] электроснабжение может выполняться от одного источника питания, принятые схемы для РУ-110 кВ и РУ-35 кВ обеспечивают надежное питание электропотребителей третьей категории, дополнительные мероприятия по резервированию электроэнергии не требуются.

В РУ-6 кВ организовано АВР, реализованное как функция микропроцессорных терминалов.

Питание собственных нужд ПС организовано от двух ТСН 6/0,4 кВ, на стороне 0,4 кВ организована автоматика включения резервного питания, срабатывающая при аварийном отключении одного из ТСН. Для резервирования электроэнергии потребители собственных нужд запитаны по «кольцевой» схеме от разных секций ЩСН.

3.3 Характеристика и обоснование конструктивных решений сооружений ПС

Описание конструктивных исполнений, устанавливаемых на ПС, приведено в таблице 3.1.

Таблица 3.1 — Описание конструктивных исполнений

Наименование зданий и сооружений	Краткая техническая характеристика
1	2
Открытое распределительное устройство 110 кВ, 35 кВ	Порталы ошиновки и молниеотводы - металлические, решетчатой конструкции, устанавливаются на железобетонные подножки в отрытые котлованы
Открытое распределительное устройство 110 кВ, 35 кВ	Фундаменты под оборудование-из железобетонных лежней, устанавливаемых на спланированную поверхность
	Прокладка трассы кабелей по территории ОРУ-в наземных сборных ж.б лотках со съёмными ж.б плитами.
	Подземные кабельные каналы размером 1500x1000(h) выполняются из монолитного бетона и перекрываются сборными железобетонными плитами. Подземные кабельные каналы размером 1200x1000(h) выполняются из сборных железобетонных кабельных конструкций
Установка силового трансформатора	Фундаменты под трансформаторы - сборные железобетонные плиты с закладными деталями для безрельсовой установки трансформаторов. Ограждение маслоприемника - монолитный железобетон.
ОПУ	Помещение ОПУ блочной конструкции устанавливается на железобетонные лежни по спланированной поверхности.

1	2
РУ- 6 кВ	РУ-6 кВ состоит из отдельных ячеек, которые устанавливаются на железобетонные лежни.
Подземный маслосборник V=50м ³ и маслоотводы	Подземный маслосборник - стальной резервуар емкостью 50м ³ . Маслоотводы выполняются из стальных труб
Ограждение территории ПС	Наружное ограждение — глухая ж.б. ограда высотой 2,0 м. с насадкой из колючей проволоки.

3.4 Обоснование технических решений, обеспечивающих необходимую прочность, устойчивость сооружений

Проектом предусматривается установка стальных порталов и молниеотводов на сборные железобетонные заглубленные фундаменты в отрытые котлованы.

Фундаментами под оборудование являются железобетонные лежни, устанавливаемые на подсыпку из щебня по спланированной поверхности.

На территории ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ предусмотрена прокладка трассы кабельных лотков шириной 1,0 м и 0,5 м из сборных железобетонных лотковых элементов, перекрываемых железобетонными плитами.

Подземные кабельные каналы размером 1200х1000(н) выполняются из сборных железобетонных лотков и плит перекрытия, а канал 1500х1000(н) — из монолитного бетона, с перекрытием из сборных железобетонных плит. Лотки кабельных каналов устанавливаются на песчаную подготовку толщиной 100мм.

Силовые трансформаторы устанавливаются на сборные железобетонные плиты НСП-35.15А непосредственно днищем, с креплением к закладным деталям для предотвращения смещений в горизонтальных и вертикальных направлениях при сейсмических воздействиях.

Помещения ОПУ блочной конструкции с габаритными размерами 2350x12800x4700(Б)мм комплектно поставляются заводом и монтируются из отдельных транспортных блоков на месте монтажа.

Фундаменты под блоки ОПУ предусмотрены из железобетонных лежней, устанавливаемых на выравненную щебеночную подушку. Каждый блок ОПУ представляет отдельное помещение с утепленными ограждающими 3-х слойными панелями. Теплоизоляционная оболочка ОПУ совместно с отопительными устройствами обеспечивает работоспособность оборудования до минус 60°С.

ОПУ сейсмостойко при сейсмических воздействиях интенсивностью до 9 баллов по шкале MSK 64 включительно на уровне до 10м по ГОСТ 17516.1-90.

Комплектное распределительное устройство РУ -6 кВ состоит из отдельных ячеек. Габаритные размеры ячейки с коридором, мм

- высота -2780;
- глубина -3205;
- ширина -1060.

Каждая ячейка имеет теплоизоляцию из пенополиуретановых лент, позволяющую работать оборудованию при низких температурах наружного воздуха до -60°С. Конструкция имеет автоматическое регулирование температуры и влажности, работоспособность при землетрясении 9 баллов.

Высокая степень защиты заводской готовности ячеек позволяет монтировать ячейки в блоки на месте монтажа.

4 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПС ПОКРОВКА

Данный раздел содержит сведения касающиеся электрических нагрузок ПС Покровка. Данные сведения предопределяют установленную мощность ПС, а также влияют на выбор силового оборудования для установки на ПС.

4.1 Расчет нагрузок

Питание ПС Покровка осуществляется по двухцепной ВЛ 110 кВ «Пионер-Покровка». Электрическая нагрузка составит 10 МВт согласно данных полученных в ходе прохождения преддипломной производственной практики. С возможным увеличением нагрузки до 21 МВт.

4.1.1 Прогнозирование электрических нагрузок

Для расчета и прогнозирования электрических нагрузок воспользуемся вероятностно статистическим методом расчета, поскольку в качестве исходных данных, полученных в ходе преддипломной практики, имеются только контрольные замеры на аналогичной подстанции с аналогичными потребителями.

Средняя активная мощность:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum P_i \cdot t_i}{T}; \quad (4.1)$$

где - P_i – активная нагрузка;

t_i – время использования нагрузки.

T – общее время использования нагрузки, принимается 24 часа.

$$P_{\text{ср}} = \frac{9,5 \cdot 3 + 10,1 \cdot 7 + 11 \cdot 8 + 7,5 \cdot 6}{24} = 9,68 \text{ МВт.}$$

Эффективная активная мощность считаются по формуле:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2 \cdot t_i}{T}}; \quad (4.2)$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{9,5 \cdot 3 + 10,1 \cdot 7 + 11 \cdot 8 + 7,5 \cdot 6}{24}} = 9,77 \text{ МВт.}$$

Максимальная активная мощность:

$$P_{\text{max}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + \sqrt{K_{\varphi}^2 - 1}); \quad (4.3)$$

где K_{φ} - коэффициент формы.

Коэффициент формы рассчитывается по формуле:

$$K_{\varphi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}}; \quad (4.4)$$

$$K_{\varphi} = \frac{9,77}{9,68} = 1,01.$$

$$P_{\text{max}} = 9,68 \cdot (1 + \sqrt{1,01^2 - 1}) = 11,03 \text{ МВт.}$$

Аналогично рассчитываем реактивную мощность.

Вероятностные характеристики мощностей приведены в таблицах 4.1.

Таблица 4.1 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок

Название объекта	P_{max} , МВт	Q_{max} , Мвар	$P_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, Мвар
ПС Покровка	11,03	5,05	9,68	4,34	9,77	4,39

С учетом информации о перспективе увеличения мощности до 21 МВт рассчитываются аналогично и характеристики приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок с увеличением до 21 МВт

Название объекта	P_{\max} , МВт	Q_{\max} , Мвар	$P_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, Мвар
ПС Покровка	23,15	10,61	20,32	9,12	20,52	9,23

4.2 Компенсация реактивной мощности

Максимальные значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети, для энергопринимающих устройств потребителей в точках поставки с уровнем напряжения 110 кВ равно 0,4.

Реактивная мощность, которую экономически целесообразно получить из системы:

$$Q_C = \sum P_{\max} \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad (4.5)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ - коэффициент мощности, равный 0,4.

$$Q_C = 23,15 \cdot 0,4 = 9,26 \text{ Мвар.}$$

Реактивная мощность, которая требуется:

$$Q_{\text{Нб}} = K_{0(Q)} \cdot \sum Q_{\max} + \Delta Q_{\text{тр}} + \sum (\Delta Q_1 - \Delta Q_C); \quad (4.6)$$

где $K_{0(Q)}$ - коэффициент одновременности, равный 0,7;

$\sum Q_{\max}$ - сумма реактивной нагрузки в режиме максимум;

$\Delta Q_{\text{тр}}$ - суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах;

ΔQ_1 - потери реактивной мощности в линии 1;

ΔQ_C - реактивная мощность, генерируемая линией 1.

Для рассматриваемой подстанции допустимо потери реактивной мощности в линии и реактивную мощность, генерируемую линиями принимать равными, тогда:

$$\sum(\Delta Q_1 - \Delta Q_C) = 0. \quad (4.7)$$

При каждой трансформации напряжения потери реактивной мощности составляют приблизительно 10 % от передаваемой через трансформатор полной мощности:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,1 \cdot \sum S; \quad (4.8)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,1 \cdot \sqrt{21^2 + 9,26^2} = 2,4 \text{ Мвар.}$$

Таким образом, определяем реактивную мощность, требуемую для подстанции:

$$Q_{\text{нб}} = 0,7 \cdot 10,61 + 2,4 + 0 = 9,2 \text{ Мвар.}$$

Полученное значение реактивной мощности необходимо сравнить со значением реактивной мощности, которую целесообразно получать из системы.

В случае $Q_{\text{нб}} < Q_C$ (9,2 Мвар < 9,26 Мвар) необходимость в установке конденсаторных установок в узлах проектируемой сети отсутствует.

Искажающих факторов на качество электроэнергии нет.

5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Данный раздел содержит сведения о выборе силовых трансформаторов. В соответствии с техническим заданием на проектирование мощность подстанции определяется исходя из мощности устанавливаемых трансформаторов «Т1» и «Т2» ТДТН-25000/110, каждый (данные трансформаторы приняты предварительно при выполнении расчетов в разделе 4.

5.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70—80. Мощность силовых трансформаторов определяется по формуле:

Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 10 МВт, с возможным увеличением нагрузки до 21 МВт, расчет ведем для нагрузки 21 МВт.

Исходя из этих соображений, мощность трансформатора определится из выражения:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_3}; \quad (5.1)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчетная мощность силового трансформатора, МВА;

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

$Q_{\text{ср}}$ – не скомпенсированная реактивная мощность, Мвар;

$N_{\text{т}}$ – количество трансформаторов;

k_3 – оптимальный коэффициент загрузки, равный 0.7.

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{20,32^2 + 9,12^2}}{2 \cdot 0,7} = 15,9 \text{ МВА.}$$

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей приняты решения на ПС Покровка по установке двух трансформатора напряжением 110/35/6 кВ, мощностью силовых трансформаторов 25 МВА каждый. Пропускная способность линий выбраны таким образом, что при выходе из работы одного трансформатора, оставшийся в работе второй трансформатор с учетом допустимых перегрузок обеспечивает всю нагрузку подстанции с возможным увеличением нагрузки в будущем до 21 МВт.

Произведем расчет загрузки трансформатора при увеличении мощности до 21 МВт.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (5.2)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{20,32}{2 \cdot 25} = 0,5$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (5.3)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{20,32}{25} = 0,89.$$

Коэффициент загрузки находится в допустимых пределах.

Таблица 5.1 – Технические характеристики силового трансформатора

Тип трансформатора	Ном. мощн., кВ А	Ном. напряжение обмоток, кВ			Схема и группа соединения обмоток
		ВН	СН	НН	
ТДТН-25000/110	25000	115	37,5	6,3	YN/ D/D-11- 11

ТДТН-25000/110-УХЛ1 - трансформатор трехмоточный класса 110 кВ, который выпускает компания Тольяттинский Трансформатор, данный трансформатор удовлетворяет предъявляемым требованиям.

6 ОЦЕНКА НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПИТАЮЩИХ ПС ПОКРОВКА ЛИНИЙ

6.1 Питание ПС Покровка

Питание ПС Покровка осуществляется по двухцепной ВЛ 110 кВ «Пионер-Покровка». Подстанция Покровка расположена в Магдагачинском районе, Амурской области.

Категория потребителей по надежности электроснабжения - 3.

Электроснабжение потребителей предусматривается от проектируемой ПС Покровка.

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей приняты следующие решения:

- на ПС Покровка устанавливаются два трансформатора напряжением 110/35/6 кВ мощность силовых трансформаторов 25 МВА каждый.

- секционные выключатели 35 кВ и 6 кВ снабжены устройствами АВР.

Схема включения ПС Покровка в сеть 110 кВ и 35 кВ представлена на рисунке 6.1.

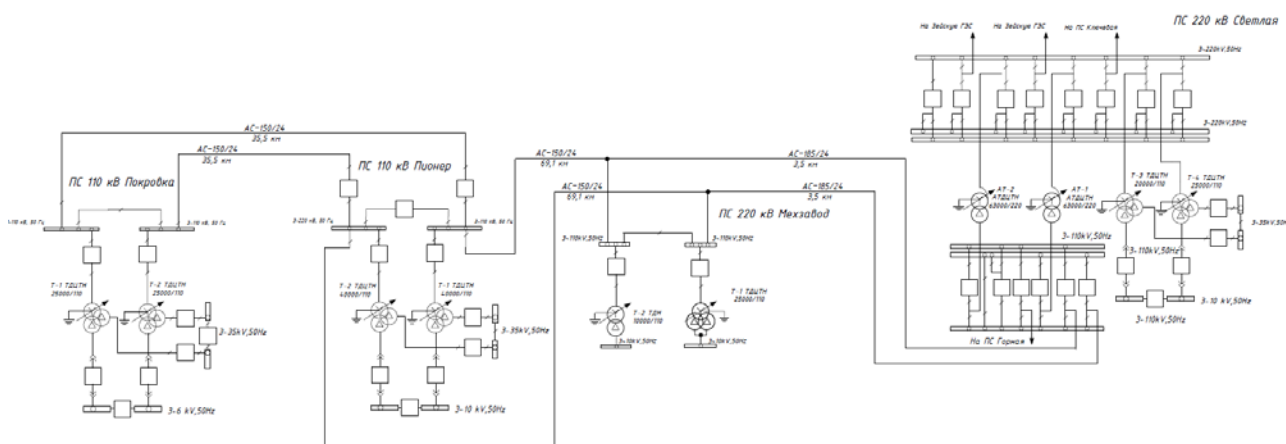


Рисунок 6.1 - Схема включения ПС Покровка в сеть

6.2 Расчет электрических режимов в прилегающей к ПС Покровка электрической сети 110 кВ

Расчет электрических режимов выполнен в программном комплексе RastrWin Зна основании следующих материалов:

1. Данные замеров в период зимнего, летнего максимума и минимума предоставленные по запросу в период прохождения производственной практики;

2. Параметры элементов системы электроснабжения, прилегающей к ПС Покровка электрической сети 110 кВ получены в ходе прохождения преддипломной производственной практики;

6.2.1 Расчет нормального режима

Планируемое увеличение нагрузок в прилегающей сети составляет 10 МВт, существующая нагрузка 43 МВт.

На рисунках 6.2-6.4 показаны электрические режимы сети 110 кВ в районе подключения ПС Покровка в режиме летнего максимума нагрузок.

Во всех режимах параметры электрической сети находятся в допустимых пределах.

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (6.1)$$

$$I = \frac{1000 \cdot \sqrt{27,5^2 + 7^2}}{\sqrt{3} \cdot 115} = 142 \text{ А.}$$

Провод сечением АС-150 мм² и АС-185 мм² соответственно имеет:

- предельную экономическую нагрузку одной цепи двухцепной ВЛ 23,8 МВт и 29,2 МВт;

- допустимый длительный ток - 450 А и 510 А;

- допустимую длительную мощность - 80,9 МВт и 92,6 МВт (при $t_{\text{воздуха}} + 25^{\circ}\text{C}$).

Напряжение на шинах ПС Пионерсоставляет 110 кВ, на шинах ПС Покровка 109,6 кВ.

6.2.2 Расчет послеаварийного режима

Отключение цепи ВЛ «Светлая-Мехзавод».

В первом случае рассматривается отключение одной цепи ВЛ «Светлая-Мехзавод» с отпайкой на ПС «Пионер». На ПС Пионер включен секционный выключатель 110 кВ, питание ПС Покровка осуществляется по двум цепям.

Электрические режимы в сети 110 кВ в этом случае приведены на рисунке 5.3. Параметры электрической сети находятся в допустимых пределах.

$$I = \frac{1000 \cdot \sqrt{57,2^2 + 17,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 115} = 300 \text{ А.}$$

Ток линии в послеаварийном/ремонтном режиме меньше допустимого длительного тока для провода АС-185: $253 < 510$ А. Допустимая длительная мощность для одной цепи ВЛ (при $t_{\text{воздуха}} = +25^{\circ}\text{C}$) - 92,6 МВт.

Напряжение на шинах ПС Пионер составляет 104,2 кВ, на шинах ПС Покровка 103,7 кВ.

Отключение цепи ВЛ «Пионер-Покровка».

Рассмотрим отключение одной цепи ВЛ «Пионер-Покровка», головная линия «Светлая-Мехзавод» в нормальном режиме работы

Электрические режимы в сети 110 кВ в этом случае приведены на рисунке 5.4.

Параметры электрической сети находятся в допустимых пределах.

$$I = \frac{1000 \cdot \sqrt{24,4^2 + 6,8^2}}{\sqrt{3} \cdot 115} = 141,7 \text{ А.}$$

Ток линии в послеаварийном/ремонтном режиме меньше допустимого длительного тока для провода АС-185: $141,7 < 510$ А. Допустимая длительная мощность для одной цепи ВЛ (при $t_{\text{воздуха}} = +25^{\circ}\text{C}$) - 92,6 МВт.

Напряжение на шинах ПС Пионер составляет 110 кВ, на шинах ПС Покровка 109,1 кВ

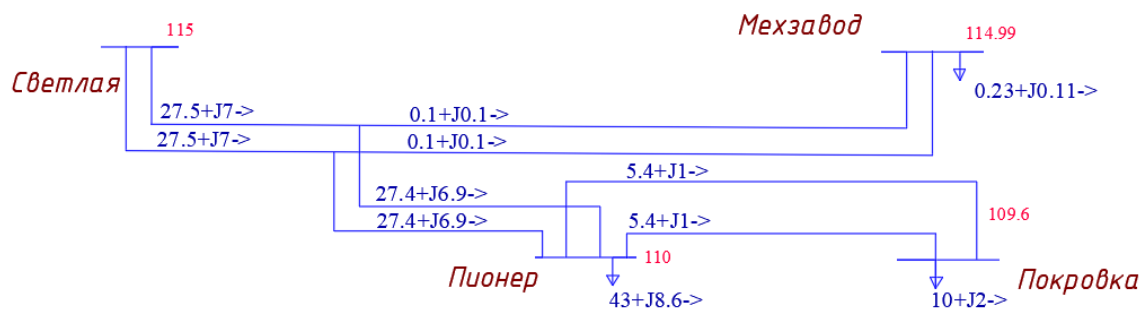


Рисунок 6.2 - Режим летнего максимума, нормальный режим работы

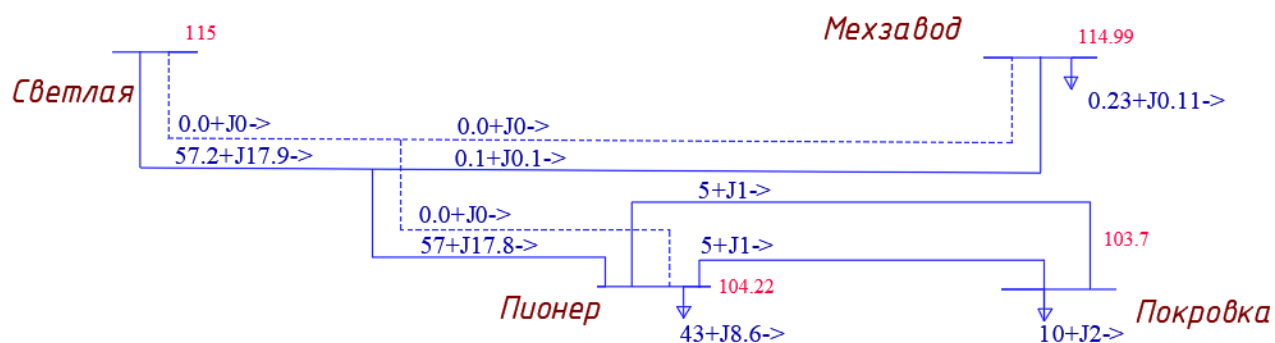


Рисунок 6.3 - Режим летнего максимума, первый ремонтный режим

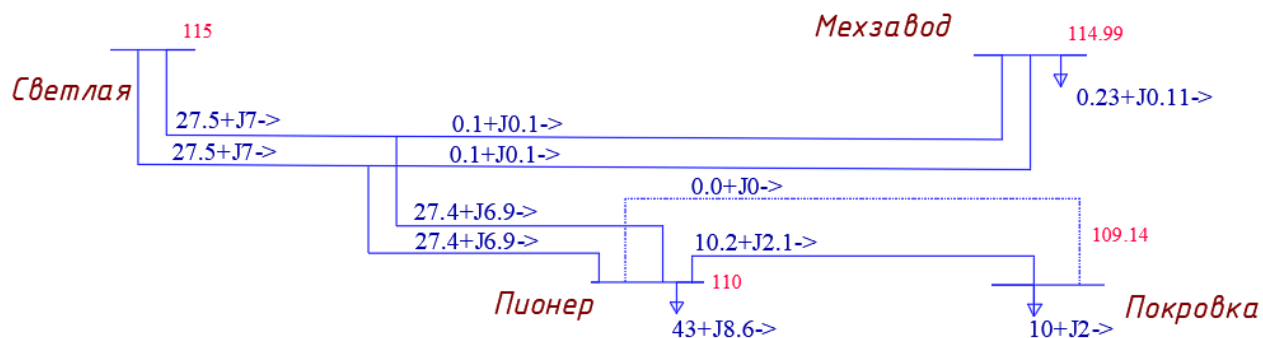


Рисунок 6.4 - Режим летнего максимума, второй ремонтный режим

Исходя из данных, полученных в ходе выполненных расчетов, можно сделать вывод в отсутствии необходимости реконструкции прилегающих линий.

7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

7.1 Выбор метода расчета токов КЗ и разработка схемы замещения для расчета КЗ

При расчетах токов КЗ допускается [6]:

- не учитывать сдвиг по фазе электродвижущих сил (ЭДС) и изменение частоты вращения роторов синхронных генераторов и компенсаторов в процессе КЗ при продолжительности КЗ, не превышающей 0,5 с, а электродвигателей - при продолжительности КЗ, не превышающей 0,2 с [6];

- принимать полную симметрию по фазам всех элементов электроэнергетической системы (за исключением несимметрии в месте КЗ);

- не учитывать ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов [6];

- не вводить в расчетную схему источники энергии, которые связаны с частью электроэнергетической системы, где находится расчетная точка КЗ, с помощью электропередачи или вставки постоянного тока [6];

- приближенно учитывать затухание апериодической составляющей тока КЗ, если исходная расчетная схема имеет несколько независимых контуров [6];

- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин [6];

- принимать сопротивление постоянному току различных элементов расчетной схемы равным их активному сопротивлению [6];

- учитывать приближенно, с помощью эквивалентных параметров, электроприемники, сосредоточенные в отдельных узлах электроэнергетической системы [6];

- не учитывать поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110-220 кВ при их длине не более 200 км и напряжением 330-500 кВ при их длине не более 150 км [6];

- пренебрегать высшими гармоническими составляющими токов при расчетах несимметричных КЗ [6].

Расчет произведен в целях проверки основного оборудования 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ, выбранного по токам нагрузки, для расчета релейной защиты и

элементов схемы электрических соединений подстанции.

Расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ, 35 кВ, 6 кВ подстанции Покровка произведен из значения тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на шинах 110 кВ ПС 110/35/6 кВ Пионер- 1,6 кА.

Результаты расчета токов трехфазного КЗ на шинах 110 кВ, 35 кВ, 6 кВ ПС Покровка, с учетом установки трансформатора ТДТН-25000/110, сведены в таблицу 6.1.

7.2 Расчет токов короткого замыкания

Начальная схема сети для расчета токов короткого замыкания составлена на основании рисунка показана на рисунке 6.1.

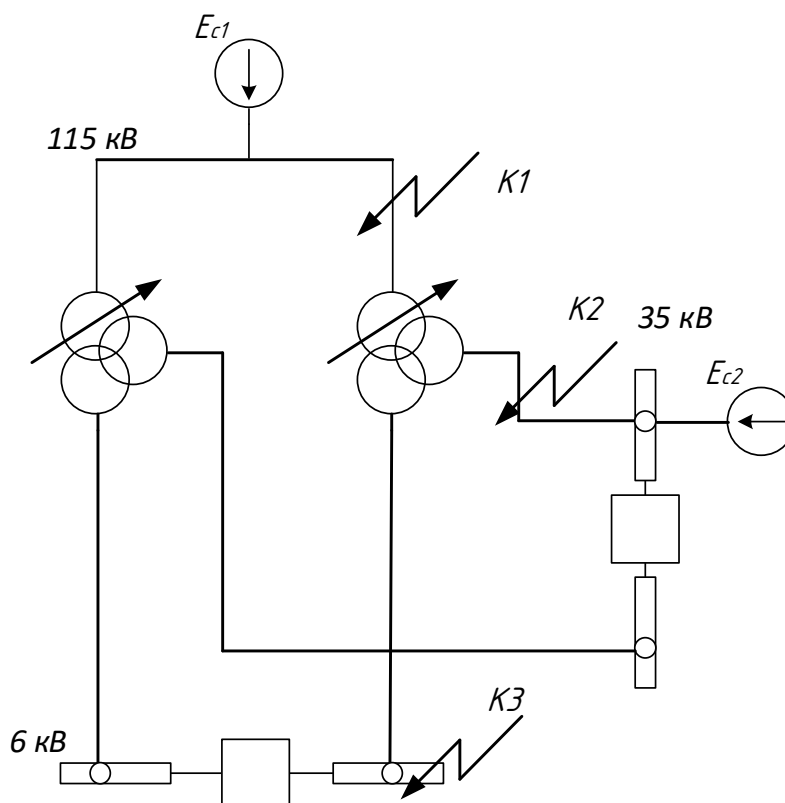


Рисунок 7.1 – Начальная схема сети

провода $X_{03} = 432 \text{ Ом/км}$. Так же используется нормальная схема Амурской области и определяется длина провода, которая будет равна следующему значению $L_1 = 35,49 \text{ км}$ и $L_3 = 0,3 \text{ км}$. Помимо этого, требуются напряжения короткого замыкания: $U_{КЗвс} = 10,5 \%$, $U_{КЗвн} = 17 \%$, $U_{КЗсн} = 6 \%$.

Расчетная схема замещения для точки К1 представлена на рисунке 7.3.

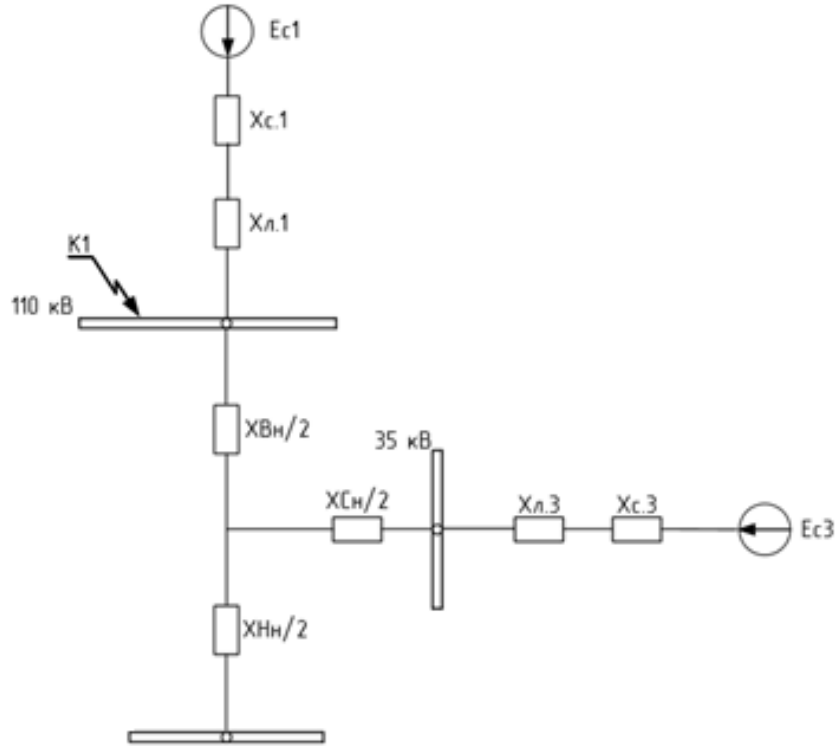


Рисунок 7.3 – Расчетная схема замещения для точки К1

Определим параметры элементов схемы замещения:

Сопротивление линии вычислим по следующей формуле [6]:

$$x_{л} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_B^2}; \quad (7.1)$$

где X_0 – электрическое сопротивление провода;

L - длина провода;

S_6 – базисная мощность;

U_B – базисное значение напряжения на высокой стороне трансформатора.

$$x_{л1} = 0,444 \cdot 35,49 \cdot \frac{100}{115} = 0,12 \text{ о.е.}$$

$$x_{л3} = 0,432 \cdot 0,3 \cdot \frac{100}{37} = 9,22 \text{ о.е.}$$

Сопротивление системы [6]:

$$x_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_B}; \quad (7.2)$$

где $I_{кз}$ – ток короткого замыкания.

$$x_{c1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 1,6 \cdot 115} = 0,314 \text{ о.е.}$$

$$x_{c3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 1,22 \cdot 37} = 0,32 \text{ о.е.}$$

Рассчитываем эквивалентные сопротивления ветвей [6]:

$$x_{эКВ} = x_c + x_{л}; \quad (7.3)$$

$$x_{эКВ1} = 0,314 + 0,12 = 0,43 \text{ о.е.}$$

$$x_{эКВ2} = 9,22 + 1,26 = 10,48 \text{ о.е.}$$

Первый этап преобразование схемы заключается в последовательном сложении сопротивлений линий. Результат данного действия представлен на рисунке 7.4.

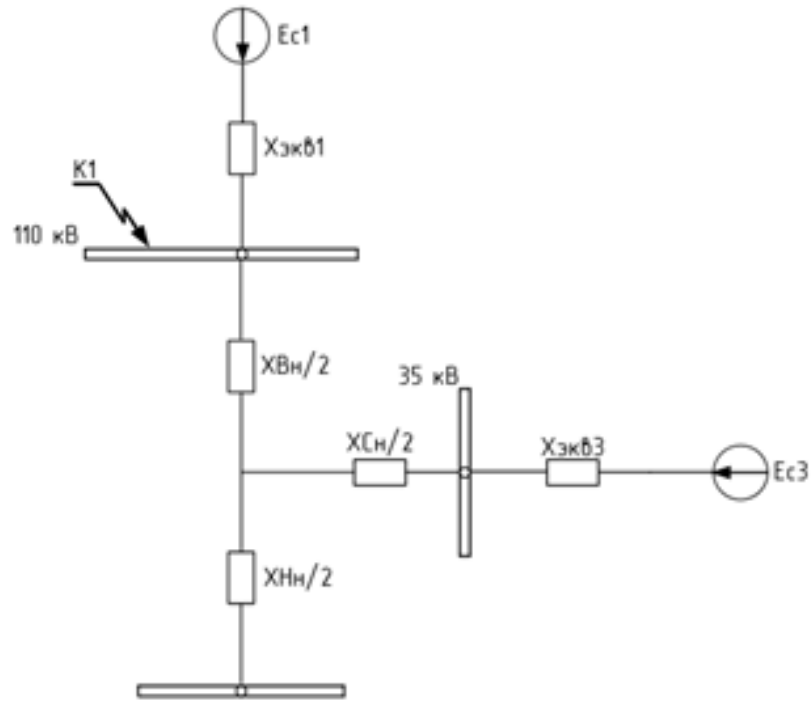


Рисунок 7.4 – Преобразование схемы замещения для точки К1

Второй этап преобразования приводит схему к ее простейшему виду что позволяет нам с легкостью определить ток короткого замыкания:

$$X_{\text{экв3}} = X_{\text{экв2}} + X_{\text{сн}} ; \quad (7.4)$$

где $X_{\text{сн}}$ – сопротивление средней обмотки трансформатора, которое для трехобмоточного трансформатора $X_{\text{сн}} = 0$.

$$x_{\text{экв3}} = 10,478 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{экв4}} = X_{\text{экв3}} + \frac{X_{\text{ВН}}}{2} ; \quad (7.5)$$

где $X_{\text{ВН}}$ – сопротивление высшей обмотки трансформатора.

Сопротивление высшей обмотки трансформатора рассчитывается по формуле [6]:

$$X_{\text{ВН}} = \left(\frac{U_{\text{КЗВс}} + U_{\text{КЗВН}} - U_{\text{КЗсн}}}{100} \right) \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (7.6)$$

где - $U_{\text{КЗВс}}$, $U_{\text{КЗВН}}$, $U_{\text{КЗсн}}$ – напряжения короткого замыкания;
 $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$X_{\text{ВН}} = \left(\frac{10,5 + 17 - 6}{100} \right) \cdot \frac{100}{6,3} = 1,71 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ4}} = 10,48 + \frac{1,71}{2} = 11,33 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ5}} = \frac{X_{\text{ЭКВ1}} \cdot X_{\text{ЭКВ4}}}{X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{ЭКВ4}}}; \quad (7.7)$$

$$X_{\text{ЭКВ5}} = \frac{0,43 \cdot 11,33}{0,43 + 11,33} = 0,42 \text{ о.е.}$$

$E_{\text{ЭКВ}} = 1$ о.е., так как источники ЭДС аналогичны.

Итоговая расчетная схема замещения изображена на рисунке 7.5.

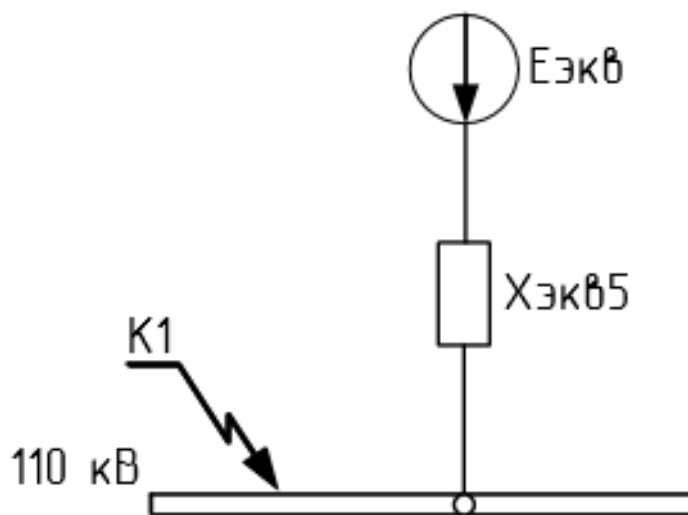


Рисунок 7.5 – Расчетная схема замещения для К1

Базисный ток ступени КЗ будет равен [6]:

$$I_{\text{Б1}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{БВН}}}; \quad (7.8)$$

$$I_{\text{Б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ равна [6]:

$$I_{\text{п01}} = \frac{E_c}{X_{\text{ЭКВ5}}} \cdot I_{\text{Б1}}; \quad (7.9)$$

$$I_{\text{п01}} = \frac{1}{0,42} \cdot 0,502 = 1,16 \text{ кА.}$$

Мгновенное амплитудное значение ударного тока КЗ [6]:

$$i_{\text{y1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п01}} \cdot K_y; \quad (7.10)$$

где K_y - ударный коэффициент, принимаемый 1,8 [6].

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,16 \cdot 1,8 = 2,9 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{по}; \tag{7.11}$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 1,16 = 1,65 \text{ кА.}$$

Расчет для других точек КЗ проведем аналогично, в таблице 7.1 представлены результаты расчёта. Подробный расчет токов короткого замыкания приведен в Приложении А.

Таблица 7.1 - Значения токов короткого замыкания

Точка К.З.	Ток трехфазного короткого замыкания, кА	
	$I^{(3)}$	$i_{уд}$
Шины 110 кВ	1,16	2,9
Шины 35 кВ	1,8	4,5
Шины 6 кВ	7,7	19,6

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС

Данный раздел предназначен для выбора первичного оборудования ПС Покровка. Электрическая Схема ПС Покровка представлена на листе 2 графической части ВКР.

8.1 Выбор выключателей и проверка

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

$$I_{ном.расч.} = \frac{1.4 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.сети}}; \quad (8.1)$$

где $I_{ном.расч.}$ – номинальный расчетный ток кА;

$S_{тр}$ – мощность трансформатора, кВА;

По отключающей способности:

$$I_{откл.} \geq I_{но.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{Дин.} \geq i_{уд.}$$

$$i_{\text{уд.}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд.}} \cdot I_{\text{но.}} \quad ; \quad (8.2)$$

где $i_{\text{уд.}}$ – ударный ток, кА;

$K_{\text{уд.}} = 1,8$ – ударный коэффициент.

По току термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} ; \quad (8.3)$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 \cdot t_{\text{откл.}} . \quad (8.4)$$

где $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ, кА²с;

$t_{\text{откл.}}$ – время отключения тока КЗ, с.

Возможность отключения выключателя при апериодической составляющей тока короткого замыкания. Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{норм}}}{100} \cdot I_{\text{откл.ном}} , \quad (8.5)$$

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

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

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} , \quad (8.6)$$

8.1.1 Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Произведем расчет на примере выбора и проверки выключателя 110 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} = 110 \text{ кВ}; \quad U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.}} = U_{\text{ном.сети.}}$$

По номинальному току:

$$I_{\text{ном.расч.}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 184 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}; I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{ном.расч.}}$$

По отключающей способности:

$$I_{\text{откл.}} = 40 \text{ кА}; I_{\text{но}} = 1,16 \text{ кА};$$

$$I_{\text{откл.}} \geq I_{\text{но.}}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,16 = 2,9 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}; i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.}}$$

По току термической стойкости:

$$B_{\text{к}} = 1,16^2 \cdot 3 = 4,04 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}.$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

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

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 1,16 = 1,64.$$

Результаты выбора проверки выключателей 110 кВ представлены в таблице 8.1. Принимаем для установки выключатель элегазовый баковый типа ВБТ-110 с трехфазным приводом.

Таблица 8.1 - Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{н.р.} = 184 \text{ А}$	$I_{н.р.} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 2,9 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{y\delta}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 4,04 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н0} = 1,16 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{н0} = 1,16 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{н0}$
$i_{а.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ат} = 1,64 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

8.1.2 Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Произведем расчет на примере выбора и проверки трансформаторного выключателя 35 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 35 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 578 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = 1600 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 25 \text{ кА}; I_{но} = 1,76 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{но.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,81,76 = 4,5 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 64 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}.$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 1,76^2 \cdot 3 = 9,29 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 25 = 14,14;$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 1,16 = 1,64.$$

Результаты выбора проверки выключателей 35 кВ представлены в таблице 8.2. Принимаем для установки выключатель вакуумный внешней установки с пружинным приводом типа ВР35НТ производства РЗВА.

Таблица 8.2 - Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Места установки	Паспортные данные						Расчетные данные					
	U _н , кВ	I _{ном} , А	I _{откл} , кА	i _{дин} , кА	I ² ×t, кА ² ·с	i _{а.ном} , кА	U _н , кВ	I _{пр} , А	I _{по} , А	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ·с	i _{ат} , кА
Ввод 35 кВ	35	1600	25	64	1875	14,14	35	578	1,76	4,5	9,29	2,5
СВ 35 кВ	35	800	25	64	1875	14,14	35	578	1,76	4,5	9,29	2,5

СВ 35 кВ	35	800	25	64	1875	14,14	35	578	1,76	4,5	9,29	2,5
Линия 1 35 кВ	35	1600	25	64	1875	14,14	35	370	1,76	4,5	9,29	2,5
Линия 2 35 кВ	35	1600	25	64	1875	14,14	35	208	1,76	4,5	9,29	2,5

8.1.3 Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Произведем расчет на примере выбора и проверки трансформаторного выключателя 6 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 12 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети.}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2970 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = 3150 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 31,5 \text{ кА}; I_{по} = 7,7 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{по.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,7 = 19,8 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 65 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 7,7^2 \cdot 3 = 177,9 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 31,5 = 17,81 \text{ кА};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 7,7 = 10,88 \text{ кА}.$$

Результаты выбора проверки выключателей 6 кВ представлены в таблице 8.4. Принимаем для установки выключатели, указанные в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Принятые к установке выключатели 6 кВ

Места установки	Паспортные данные					Тип выключателя
	U _н , кВ	I _{ном} , А	I _{откл} , кА	i _{дин} , кА	I ² ×t, кА ² ·с	
Ввод 6 кВ	12	3150	31,5	82	2976	ВВ/TEL-3150
СВ 6 кВ	12	3150	31,5	82	2976	ВВ/TEL-3150
Резерв	12	630	25	65	1875	ВВ/TEL-630
Резерв	12	630	25	65	1875	ВВ/TEL-630
Автоклав Пионер	12	630	25	65	1875	ВВ/TEL-630
Автоклав Маломыр	12	1250	25	65	1875	ВВ/TEL-1250
РП-1, РП-2	12	1250	25	65	1875	ВВ/TEL-1250
ТСН	12	630	25	65	1875	ВВ/TEL-630

Таблица 8.4 - Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Места установки	Паспортные данные						Расчетные данные					
Наименование присоединений	U _н , кВ	I _{ном} ,	I _{откл} ,	i _{дин} ,	I ² ×t,	i _{а.ном}	U _н , кВ	I _{пр} ,	I _{по} ,	i _{уд} ,	B _к ,	i _{ар}
		А	кА	кА	кА ² ·с	кА		А	А	кА	кА ² ·с	кА
Ввод 6 кВ	12	3150	31,5	82	2976	17,8	6	2970	7,7	19,8	177,9	10,8
Ввод 6 кВ	12	3150	31,5	82	2976	17,8	6	2970	7,7	19,8	177,9	10,8
СВ 6 кВ	12	3150	31,5	82	2976	17,8	6	2406	7,7	19,8	177,9	10,8
Резерв	12	630	25	65	1875	14,1	6	300	7,7	19,8	52,63	10,8
Автоклав Пионер	12	630	25	65	1875	14,1	6	250	7,7	19,8	177,9	10,8
Автоклав Маломыр	12	1250	25	65	1875	14,1	6	1160	7,7	19,8	177,9	10,8
РП-1, РП-2	12	1250	25	65	1875	14,1	6	950	7,7	19,8	177,9	10,8
ТСН	12	630	25	65	1875	14,1	6	16	7,7	19,8	177,9	10,8

8.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети};$$

- по номинальному току:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.};$$

- по конструкции;

- по роду установки.

Проверка разъединителей производится по следующим параметрам:

- на электродинамическую стойкость:

$$i_{Дин.} \geq i_{уд.};$$

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{но.} \quad (8.7)$$

где $i_{уд.}$ – ударный ток, кА;

$K_{уд} = 1,8$ – ударный коэффициент.

По току термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad (8.8)$$

$$B_k = I_{но}^2 \cdot t_{откл.} \quad (8.9)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ, кА²с;

$t_{откл.}$ – время отключения тока КЗ, с.

8.2.1 Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Произведем расчет на примере выбора и проверки разъединителя 110 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$$

По номинальному току:

Номинальный ток рассчитан при выборе выключателей 110 кВ и равен 184 А.

$$I_{ном.} = 1000 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,81,16 = 2,9 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}; i_{\text{дин}} \geq i_{y\partial}.$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 1,16^2 \cdot 3 = 4,04 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$$

Результаты проверки и выбора разъединителей представлены в таблице 8.5. Все выбранные разъединители удовлетворяют предъявляемым требованиям.

Таблица 8.5 - Проверка разъединителей 110 кВ

Наименование присоединений	Паспортные данные				Тип аппарата	Расчетные данные			
	Ун, кВ	Ином, А	ідин, кА	I2×t, кА2·с		Ун, кВ	Інр, А	іуд, кА	Вк, кА2·с
Линия 110 кВ	110	1000	80	2976	РДЗ.2-110Б/1000	110	184	2,9	4,04
РП 110 кВ	110	1000	80	2976	РДЗ.2-110Б/10000	110	184	2,9	4,04
Ввод 110 кВ	110	1000	80	2976	РДЗ.2(1)-110Б/1000	110	184	2,9	4,04
Трансформатор напряжения	110	1000	80	2976	РДЗ.2(1)-110Б/1000	110	184	2,9	4,04

8.2.2 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Произведем расчет на примере выбора и проверки разъединителя 35 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} = 35 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.}} = U_{\text{ном.сети.}}$$

По номинальному току:

Номинальный ток рассчитан при выборе выключателей 35 кВ и равен 578 А.

$$I_{ном} = 1600 \text{ А}; I_{ном} \geq I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,76 = 4,5 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 64 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}.$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 1,76^2 \cdot 3 = 9,29 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K.$$

Результаты проверки и выбора разъединителей представлены в таблице 8.6. Все выбранные разъединители удовлетворяют предъявляемым требованиям.

Таблица 8.6 - Проверка разъединителей 35 кВ

	Паспортные данные					Расчетные данные			
	35	1000	63	1875		35	578	4,5	9,29
Ввод 35 кВ	35	1000	63	1875	РДЗ.2(1)-35Б/1000	35	578	4,5	9,29
СВ 35 кВ	35	1000	63	1875	РДЗ.2-35Б/1000	35	370	4,5	9,29
Линия 1 35 кВ	35	1000	63	1875	РДЗ.2-35Б/1000	35	370	4,5	9,29
Линия 2 35 кВ	35	1000	63	1875	РДЗ.2-35Б/1000	35	208	4,5	9,29
ТН 35 кВ	35	1000	63	1875	РДЗ.2-35Б/1000	35	6,6	4,5	9,29

8.3 Выбор трансформаторов тока

При выборе ТТ номинальный ток должен быть насколько возможно ближе к рабочему току оборудования, иначе недозагруженность первичной обмотки приведёт к увеличению погрешностей.

Для выбора ТТ нужно найти нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}; \quad (8.10)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка ТТ;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2; \quad (8.11)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$ и определяется по формуле:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}}; \quad (8.12)$$

Для выбора трансформаторов тока, для начала нужно найти количество и тип измерительных приборов, подключенных во вторичную цепь трансформатора тока, а также знать мощность нагрузки этих приборов. Также необходимо знать длину соединительных проводов.

Минимальные сечения проводов должны быть 2,5 мм² для меди. Максимальные сечения – 6 мм². После этого находится сопротивление наиболее нагруженной фазы [11].

На стороне 110 кВ ранее были выбраны выключатели со встроенными трансформаторами тока типа ТВ-110. Произведем расчет.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021-5-3	7.5	7.5	7.5
ИТОГО		7.5	7.5	7.5

Для того чтобы обеспечить соблюдение условий заданного класса точности необходимо соблюсти условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_{К}); \quad (8.13)$$

Сопротивление приборов будет равно:

$$R_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{вторН}^2}; \quad (8.14)$$

$$R_{ПРИБ} = \frac{7.5}{5^2} = 0.3 \text{ Ом.}$$

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

$I_{втор}$ – номинальный вторичный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{К} = 0.1$ Ом так как число прибор подключенных к трансформатору тока устанавливается в количестве 4 штук.

Согласно ПУЭ [11] примем длины соединительных проводов. Длины представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Длины соединительных проводов

U _н , кВ	l, м
110	75-100
35	60-70
6	6-10

Для подключения приборов принимается провод ВВГнг q = 2.5 мм² с медными жилами и удельным сопротивлением ρ = 0.0175 (Ом·мм²)/м.

Сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (8.15)$$

$$R_{\text{пр}} = \frac{0.0175 \cdot 75}{2.5} = 0.53 \text{ Ом.}$$

Итоговое сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = R_2 = 0.3 + 0.53 + 0.1 = 0.93 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено ниже в таблице 8.9. Класс точности 0.2.

Выбор трансформаторов тока производится аналогично выбору разъединителей и произведен по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

- по номинальному току:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

- по току термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$$

- по току электродинамической стойкости:

$$i_{Дин.} \geq i_{уд.}$$

- по классу точности.

На стороне 110 кВ ранее были выбраны выключатели со встроенными трансформаторами тока типа ТВ-110. Произведем расчет на примере выбора и проверки трансформатора тока ввода силового трансформатора 110 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 184 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = 200 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,16 = 2,9 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 102 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 1,16^2 \cdot 3 = 4,04 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K.$$

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока 110 кВ представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 - Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ

Место установки	Паспортные данные						Тип трансформатора тока	Расчетные данные					
	Наименование присоединений	Uн.с, кВ	Iном, А	I2×t, кА2·с	iдин, кА	S2ном, ВА		Zвтор, Ом	Uн.с, кВ	Iпр, А	Bк, кА2·с	iуд, кА	S2, В·А
Ввод 110 кВ	110	200	4800	42	30	2	ТВ-110 200/5	110	184	4,04	2,9	7.5	0.93
Ввод 110 кВ	110	200	4800	42	30	2	ТВ-110 200/5	110	184	4,04	2,9	7.5	1.93

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока 35 кВ представлены в таблице 8.10.

Все принятые к установке трансформаторы тока удовлетворяют предъявляемым требованиям.

Таблица 8.10 - Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ

Место установки	Паспортные данные						Тип трансформатора тока	Расчетные данные					
	Наименование присоединений	U _{н.с.} , кВ	I _{ном.} , А	I ² ×t, кА ² ·с	i _{дин.} , кА	S _{2ном.} , ВА		Z _{вторн.} , Ом	U _{н.с.} , кВ	I _{нр.} , А	B _{к.} , кА ² ·с	i _{уд.} , кА	S ₂ , В·А
Ввод 35 кВ	35	600	1600	100	30	2	ВМ-35- 600/5	35	578	9,29	4,5	7,5	1,01
СВ-35 кВ	35	600	1600	100	30	2	ВМ-35- 600/5	35	578	9,29	4,5	7,5	1,01
Линия 1 35 кВ	35	400	1600	100	30	2	ВМ-35- 400/5	35	370	9,29	4,5	7,5	1,01
Линия 2 35 кВ	35	400	1600	100	30	2	ВМ-35- 400/5	35	208	9,29	4,5	7,5	1,01

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока 6 кВ представлены в таблице 8.11. Все принятые к установке трансформаторы тока удовлетворяют предъявляемым требованиям.

Таблица 8.11 - Выбор и проверка трансформаторов тока 6 кВ

Место установки	Паспортные данные						Тип трансформатора тока	Расчетные данные					
	Наименование присоединений	U _{н.с.} , кВ	I _{ном.} , А	I ² ×t, кА ² ·с	i _{дин.} , кА	S _{2ном.} , ВА		Z _{вторн.} , Ом	U _{н.с.} , кВ	I _{нр.} , А	B _{к.} , кА ² ·с	i _{уд.} , кА	S ₂ , В·А
Ввод 6 кВ	10	3000	2976	78	30	2	ТЛШ-10-5 3000/5	6	2970	177,9	19,8	7,5	0,77
СВ-6 кВ	10	3000	2976	78	30	2	ТЛШ-10 3000/5	6	2406	177,9	19,8	7,5	0,77
Резерв	12	600	625	78	30	2	ТЛШ-10 600/5	6	400	177,9	19,8	7,5	0,77
Резерв	12	400	625	78	30	2	ТЛШ-10 400/5	6	300	177,9	19,8	7,5	0,77
Автоклав Пионер	12	400	625	78	30	2	ТЛШ-10 400/5	6	300	177,9	19,8	7,5	0,77
Автоклав Маломыр	12	1200	625	78	30	2	ТЛШ-10 1200/5	6	1200	177,9	19,8	7,5	0,77
РП-1, РП-2	12	1000	625	78	30	2	ТЛШ-10 1000/5	6	950	177,9	19,8	7,5	0,77
Тр-р СН	12	100	56	78	30	2	ТЛШ-10 100/5	6	22	177,9	19,8	7,5	0,77

Вывод: Все принятые к установке трансформаторы тока удовлетворяют предъявляемым требованиям.

8.4 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор измерительных трансформаторов напряжения производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}.$$

- по классу точности;

- по конструктивному исполнению.

Проверка выключателей производится по следующим параметрам:

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2ном.} \geq S_2.$$

Расчет выбора трансформаторов напряжения выполнен для аварийного режима, т. е. при выводе из работы одного трансформатора.

Результаты выбора и проверки измерительных трансформаторов напряжения сведены в таблицу 8.12.

Таблица 8.12 - Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Место установки	Расчетные данные		Трансформатор напряжения		Каталожные данные	
	$U_{ном.сети}$, кВ	S_2 , ВА	Класс точности	Тип	$U_{ном.}$, кВ	$S_{2ном.}$, ВА
ОРУ-110 кВ	110	59	0,5	НАМИ-110	110	400
		-	3			1200
ОРУ-35 кВ	35	133	0,5	НАМИ-35	35	150
		78	3			600
РУ-6 кВ	6	39	0,5	НАМИ-06	6	50
		53	3			200

На стороне ВН проверяется трансформатор напряжения НАМИ - 110 УХЛ1.

На стороне СН проверяется трансформатор напряжения НАМИ - 35 УХЛ1 с предохранителем марки ПКТУ - 35.

На стороне НН проверяется трансформатор напряжения НАМИ - 06 УХЛ1 с предохранителем марки ПКТУ - 6.

8.4.1 Выбор сечения кабелей цепей напряжения

Проверка вторичных цепей трансформатора напряжения заключается в проверке выбранных кабелей на потери напряжения у самого удаленного приемника.

Сопротивление фазного провода в цепи основных обмоток трансформатора напряжения:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\Delta U \cdot U_{\text{ном}}}{3S_{\text{нагр}}}; \quad (8.15)$$

где $S_{\text{нагр}}$ - нагрузка наиболее загруженной фазы ТН, ВА;

$U_{\text{ном}} = 100 \text{ В}$ - номинальное линейное напряжение вторичной цепи ТН;

ΔU - допустимая потеря напряжения 0,5%;

Сечение жил кабеля:

$$q = \frac{l}{\gamma \cdot r_{\text{пр}}}; \quad (8.16)$$

где l - длина кабеля, м;

γ - удельная проводимость меди, $\gamma = 57 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$;

$r_{\text{пр}}$ - сопротивление жилы кабеля.

Результаты выбора сечения кабеля и проверки его по потерям Напряжения представлены в таблице 8.13.

Таблица 8.13 - Выбор сечения кабеля и проверка его по потерям напряжения.

Место установки ТН		Класс точности	Длина кабеля, м	$r_{пр}$, Ом	Сечение кабеля, мм ²	
откуда	куда				расчетное	принимаемое
ОРУ-110 кВ	ОПУ	0,5	60	0,55	2,31	4
ОРУ-35 кВ	ОПУ	0,5	142	0,18	4	4
ОРУ-35 кВ	ОПУ	3	142	2,77	0,88	4
РУ-6 кВ	РУ-6 кВ	0,5	36	0,1	3,08	4
РУ-6 кВ	ОПУ	0,5	106	6,25	0,29	4
РУ-6 кВ	РУ-6 кВ	3	36	0,69	2,73	4

Вывод: все принятые к установке трансформаторы напряжения удовлетворяют предъявляемым требованиям и могут быть допущены к дальнейшей эксплуатации.

8.5 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

ОПН нужен для защиты изоляции электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, создаваемых на основе оксида цинка с небольшими добавками других металлов. Эти колонки находятся в полимерных или фарфоровых крышках [19].

Порядок выбора ОПН:

- выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН;
 - выбор номинального напряжения ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах;
 - выбор класса пропускной способности ОПН;
 - выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности;
 - определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях;
 - определение защитного уровня ОПН при грозových перенапряжениях;
- Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН.

Для увеличения надежности выбирают ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением ($U_{нр}$) выше наибольшего значения рабочего напряжения сети в точке его установки ($U_{нс}$) по условию:

$$U_{нр} \geq 1.05 \cdot U_{нс}; \quad (8.17)$$

Здесь 1.05 – коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимального напряжения сети из-за гармоник.

Выбор номинального напряжения.

Номинальное напряжение ОПН выбирают в зависимости от квазистационарных перенапряжений в сети в месте установки ОПН, принимая во внимание их амплитуды и продолжительность [19].

Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее большего эквивалентного квазистационарного перенапряжения, определяемого по формуле:

$$U_{экр} = U_k \cdot \left(\frac{T_k}{10} \right)^m; \quad (8.18)$$

где U_k - амплитуда квазистационарного перенапряжения;

T_k - продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах;

$U_{экр}$ - амплитуда эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения;

m - показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». В качестве усредненного значения может принять $m = 0,02$.

Выбор номинального разрядного тока и класса пропускной способности.

Способность ОПН поглощать энергию связана с номинальным разрядным током. Поглощение энергии ОПН, обусловленное воздействием переходного

перенапряжения сети, зависит от свойства ОПН «остающееся напряжение – ток» и от номинального разрядного тока [19].

Номинальный разрядный ток выбирают в соответствии с грозовым разрядным током через ОПН, от которого требуется защитить оборудование [19].

Как правило, в зависимости от ожидаемого грозового разрядного тока приемлемы следующие значения:

- Сети напряжением от 1 до 220 кВ: 5 или 10 кА.

В сетях диапазонов I и II, где линейные расстояния между ОПН небольшие, ОПН на распределительных трансформаторах с номинальным разрядным током 5 кА достаточно надежны [19].

В сетях напряжением 110 кВ и выше, рекомендуются ОПН с номинальным разрядным током 10 кА.

ОПН должны иметь возможность поглощать энергию, возникающую из-за перенапряжений в сети. Считаются опасными кратковременные перенапряжения, которые возникают вследствие [19]:

- включения или повторного включения длинных линий;
- отключения батарей конденсаторов или кабелей силовыми выключателями, допускающими повторные зажигания дуги;
- ударов молнии в провода воздушной линии с высоким уровнем изоляции или обратных перекрытий, близких к месту установки ОПН.

Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

Под током взрывобезопасности ОПН, $I_{вз.без}$ понимают максимальное действующее значение установившегося большого тока короткого замыкания, при котором он еще сохраняет свою взрывобезопасность [19].

Если происходит внутреннее повреждение ОПН аварийный ток, который в нем протекает не должен вызывать разрушение покрышки по средствам взрыва. Следовательно, должно быть обеспечено выдерживание ОПН аварийного тока, который будет либо такой же, либо больше, чем наибольший аварийный ток через ОПН в точке его установки [19].

$$I_{\text{КЗ}} < I_{\text{Вз.б.ез}}; \quad (8.19)$$

Значения токов срабатывания у ОПН отличается в разы. В процессе испытаний противовзрывного устройства нужно обеспечить его срабатывание при максимально возможных токах за несколько сотых долей секунды, при минимальных токах (порядка 0.5 кА) за время до 0.5 с. [19].

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

ОПН нужно проверить на то что он сможет обеспечить защитный уровень 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 $U_{\text{ки}}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования [19]:

$$U_{\text{ост.к}} \leq U_{\text{ки}} / (1.15-1.2); \quad (8.20)$$

Для оборудования со сроком эксплуатации свыше 10 лет рекомендуется увеличить эту разницу до 30-40 %.

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{\text{ки}} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{\text{исп50}}; \quad (8.21)$$

где $U_{\text{исп50}}$ – 50 % испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе.

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{\text{вн}}$:

$$A_{\text{вн}} = (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост.к}}) / U_{\text{доп}} > (0.15-0.25); \quad (8.22)$$

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

$U_{\text{ост.к}}$ – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{\text{гр}}$ [19]:

$$A_{\text{гр}} = (U_{\text{исп}} - U_{\text{ост}}) / U_{\text{исп}} > (0.2-0.25); \quad (8.23)$$

где $U_{\text{исп}}$ – значение грозового испытательного импульса;

$U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;

(0.2 – 0.25) – координационный интервал [19].

ОПН, выбранный по всем указанным условиям, соответствующим его применению, обеспечит надежную защиту электроустановок [19].

8.5.1 Проверка ОПН – 110 кВ.

На ОРУ – 110 кВ проверим ОПН типа ОПН-РК-110/88 производства Таврида электрик.

Выбор по напряжению установки выполняется по следующему соотношению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (8.24)$$

$$110 \leq 110 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{\text{н.р.д}} = 1.05 \cdot \frac{U_{\text{н.р.с}}}{\sqrt{3}}; \quad (8.25)$$

где $U_{\text{нрс}}$ – наибольшее рабочее напряжение сети.

$$U_{\text{н.р.д}} = 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,38 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}} \quad (8.26)$$

$$76,38 \leq 88 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по условию взрывобезопасности:

$$I_{\text{в.б}} > 1,2 \cdot I_{\text{по}}; \quad (8.27)$$

Для выбранного ОПН $I_{\text{в.б}}$ ток взрывобезопасности равен 40 кА.

$$40 > 1,2 \cdot 2,9 = 3,48 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

Выбор по временно допустимому повышению напряжения.

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_{\text{н.р}} = 1,15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 73,03 \text{ кВ.}$$

$$U_y = 1,4 \cdot U_{\text{н.р}}; \quad (8.28)$$

$$U_y = 1,4 \cdot 73,03 = 102,62 \text{ кВ.}$$

Кратность перенапряжения равна:

$$\frac{U_y}{U_{\text{н.р.ном}}}; \quad (8.29)$$

$$\frac{102,62}{80} = 1,28.$$

Время в течении, которого выдерживается перенапряжение выбранного ОПН $t_{\text{ОПН}} = 1200$ с.

Значение средней длительности при одностороннем отключении однофазного КЗ $t = 4$ с.

$$t_{\text{ОПН}} > t; \tag{8.30}$$

$$1200 > 4 \text{ с.}$$

Условие выполняется.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

Максимальное значение остающихся перенапряжений при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ОПН работающих в сетях 110 кВ не должно превышать 295 кВ.

Для выбранного ОПН $U_{\text{ост.ном}} = 274$ кВ (согласно каталожным данным).

$$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}; \tag{8.31}$$

$$274 < 295 \text{ кВ.}$$

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{н}} \cdot K_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп}}}{1.2}; \tag{8.32}$$

где $K_{\text{н}}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным

одноминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_{И}=1.35$;

$K_{к}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_{к}=0.9$.

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200}{1,2} = 286 \text{ кВ.}$$

Для выбранного ОПН $U_{\text{ост.к.ном}}=201 \text{ кВ.}$

$$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}; \quad (8.33)$$

$$201 < 286 \text{ кВ.}$$

Выбор по длине утечки внешней изоляции ОПН.

Для района с первой степенью загрязненности окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее $l_{\text{утеч}} = 200 \text{ см.}$

Для выбранного ОПН $l_{\text{утеч.ном}} = 315 \text{ см.}$

Результаты расчета и каталожные данные приведены в таблице 8.14.

Таблица 8.14 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 80 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 76.38 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{в.б}} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{\text{по}} = 3,48 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1,2 \cdot I_{\text{по}}$
$t_{\text{опн}} = 1200 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 274 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 295 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 201 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 286 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$l_{\text{утеч.ном}} = 315 \text{ см}$	$l_{\text{утеч}} = 200 \text{ см}$	$l_{\text{утеч.ном}} > l_{\text{утеч}}$

Для других напряжений проверка осуществляется аналогично.

Проверка ОПН -35 кВ.

На РУ – 35 кВ проверим ОПН-П/33У-35/40,5/10/2 УХЛ1.

Расчет ОПН 35 кВ выполнен в соответствии с [19]. Подробный расчет приведен в приложении А.

Результаты расчета и каталожные данные приведено в таблице 8.15.

Таблица 8.15 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 7,28 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{в.б}} = 10 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{\text{по}} = 2,16 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1,2 \cdot I_{\text{по}}$

Продолжение таблицы 8.15

1	2	3
$t_{\text{опн}} = 14400 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 146 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 176 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 133 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 156,12 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$I_{\text{утеч.ном}} = 30 \text{ см}$	$I_{\text{утеч}} = 22 \text{ см}$	$I_{\text{утеч.ном}} > I_{\text{утеч}}$

Проверка ОПН -6 кВ.

На РУ – 6 кВ проверим ОПН-П-6/7,2/10/550 УХЛ1.

Расчет ОПН 6 кВ выполнен в соответствии с [19]. Подробный расчет приведен в приложении А.

Результаты расчета и каталожные данные приведено в таблице 8.16.

Таблица 8.16 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 7,2 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 7,28 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$

1	2	3
$I_{В.Б} = 30 \text{ кА}$	$1.2 \cdot I_{ПО} = 9,24 \text{ кА}$	$I_{В.Б} > 1.2 \cdot I_{ПО}$
$t_{ОПН} = 14400 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{ОПН} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 36 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 45 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 30,7 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 50,12 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$I_{\text{утеч.ном}} = 30 \text{ см}$	$I_{\text{утеч}} = 22 \text{ см}$	$I_{\text{утеч.ном}} > I_{\text{утеч}}$

Проверенные ОПН приведены в таблице 8.17.

Таблица 8.17 – Проверенные ОПН

Распределительное устройство	ОПН
РУ - 110	ОПН-РК-110/88
РУ - 35	ОПН-РК-35/40,5
РУ-6	ОПН-КР-6/96

8.6 Оборудование ВЧ обработки и присоединения

Для высокочастотной обработки и присоединения ВЛ 110 кВ предусматривается следующее оборудование:

- высокочастотные заградители ВЗ-630-0,5;
- конденсаторы связи СМП-110Л/3-6,4;
- фильтры присоединения ОФП4.

В качестве заземляющего ножа используется однополюсный разъединитель, встроенный в ОФП4. Соединение аппаратуры связи с фильтрами присоединения осуществляется радиочастотным кабелем РК-75-9-12.

На ПС Покровка конденсаторы связи устанавливаются в блок конденсатора связи. Высокочастотные заградители подвешиваются на линейном портале ВЛ 110 кВ «Покровка - Пионер» в фазе «В» обеих цепей.

Оборудование, необходимое для ВЧ обработки и присоединения приведено в таблице 8.18.

Таблица 8.18 - Оборудование для ВЧ обработки и присоединения

Наименование	Тип	ПС Покровка
ВЧ заградитель	ВЗ-630-0,5	2 шт.
Фильтр присоединения	ОФП4	2 шт.
Конденсатор связи	СМП-110 3-6,4	2 шт.
РК кабель, м	РК-75-9-12	300 м

8.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Расчетная максимальная мощность собственных нужд определяется суммированием установленной мощности отдельных приемников, умноженной на коэффициенты участия в максимуме.

Активные и реактивные мощности собственных нужд определяются отдельно для зимнего и летнего максимумов. Полная расчетная мощность для лета и зимы $S_{л}$, $S_{з}$, кВА, определяется по формулам:

$$S_{л} = \sqrt{(\sum P_{л})^2 + (\sum Q_{л})^2}; \quad (8.34)$$

$$S_{з} = \sqrt{(\sum P_{з})^2 + (\sum Q_{з})^2} \quad (8.35)$$

За расчетную мощность S_p , кВА, для выбора трансформаторов собственных нужд (ТСН) принимается мощность в зимний период т.к. в данный сезон нагрузка на ТСН возрастает за счет необходимости поддержания температурного режима зданий и сооружений ПС.

Мощности приемников, коэффициенты участия в максимуме, активные и реактивные мощности зимнего максимума для расчета ТСН приведены в таблице 8.19.

Полная мощность зимнего максимума:

$$S_3 = \sqrt{239,61^2 + 119,63^2} = 190,7 \text{ кВА.}$$

$$S_P = 250 \text{ кВА.}$$

$$250 \text{ кВА} > 190,7 \text{ кВА.}$$

Мощности трансформаторов ТСН-1, ТСН-2 два трансформатора собственных нужд типа ТМГ-160/6, напряжением 6/0,4 кВ достаточно для питания потребителей собственных нужд в нормальном и аварийном режимах.

Таблица 8.19 – Нагрузка трансформатора собственных нужд

Наименование нагрузки	Нагрузка на трансформатор	
	Рз, кВт	Qз, кВАр
Обогрев выключателей	62	24
Отопление	56	20,74
Освещение	11	4,11
Аварийное освещение	0,8	0,19
Отопление ЗРУ	51	36
Освещение аккумуляторной	15,2	5,17
Распред. Пункт 0,4 кВ	25	4,57
Питание ЗВУ	6,26	9,73
Связь, телемеханика	2,21	0,01
Наружное освещение	1,99	0,41
Сварочная сеть	2,47	8,28
Охлаждение силового трансформатора Т-1	2,84	3,21
Охлаждение силового трансформатора Т-2	2,84	3,21
Суммарная мощность потребителей	239,61	119,63

8.8 Решения по организации оперативного постоянного тока

8.8.1 Общая характеристика системы оперативного постоянного тока

Все терминалы релейной защиты, автоматики и сигнализации питаются от постоянного оперативного тока 220 В.

Система оперативного постоянного тока (СОПТ) имеет следующий состав:

Шкаф АБ в составе:

- одна аккумуляторная батарея (АБ) напряжением 12В;

Шкаф ШП в составе:

- два зарядных устройства (ЗУ);

- две секции шин постоянного тока;
- два ввода ЯВ, предназначенные для подключения АБ к секциям шин постоянного тока;
- присоединений ШП, предназначенный для приема электроэнергии от АБ, ЗУ и распределения энергии потребителям.

Количество отходящих фидеров для секции постоянного тока - не менее 20-ти.

В ШП находятся быстродействующие автоматические выключатели, предназначены для распределения электроэнергии по цепям питания конечных электроприемников:

- кабельная распределительная сеть;
- электроприемники постоянного тока.

Все шкафы СОПТ устанавливаются в новом ОПУ.

8.8.2 Выбор аккумуляторной батареи.

Батарея должна выдерживать как минимум два часа разряда током нагрузки в автономном режиме (при потере собственных нужд подстанции).

На подстанции, в соответствии с техническим заданием на проектирование, принята система оперативного постоянного тока напряжением 220 В [11]:

- для сигнализации, питания релейной защиты;
- питания аварийного освещения.

Питание ЗВУ осуществляется от двух автономных источников трёхфазного напряжения переменного тока (щита собственных нужд).

В таблице 8.20 представлены данные для расчета параметров, выбора аккумуляторных батарей и зарядных устройств.

Таблица 8.20 – Постоянная нагрузка

Наименование	Суммарная максимальная мощность, Вт	Ток максимальный, А
1	2	3
Панели РЗА, сигнализация	724	3,29

1	2	3
Панели РЗА, сигнализация	724	3,29
Аварийное освещение	1100	5
Питание приводов выключателей 110 кВ	1980	9
Питание приводов выключателей 35 кВ	8360	38
Питание приводов выключателей 6 кВ	962	4,4
Панели РЗА, сигнализация	10787	49,03

8.8.3 Выбор аккумуляторной батареи

Емкость аккумуляторной батареи определяется исходя из тока и характера нагрузки и времени резервирования.

Установившийся ток аварийного режима:

$$I_{уст} = I_{дл} + I_{АО}, \quad (8.36)$$

где $I_{дл}$ – ток постоянной нагрузки РЗА (3,29 А);

$I_{АО}$ – ток нагрузки аварийного освещения (5 А).

$$I_{уст} = 3,29 + 5 = 8,29 \text{ А.}$$

Расчет емкости необходимо выполнить по разрядным таблицам для толчкового тока в конце аварийного режима:

$$I_{уст1} = \frac{I_{уст}}{0,8 \cdot T_k}, \quad (8.37)$$

где 0,8 – коэффициент емкости батареи в конце срока службы (80% от номинальной);

T_k – температурный коэффициент емкости, зависящий от минимально возможной температуры в помещении, для 10 °С T_k соответствует 0,94.

$$I_{ycm1} = \frac{8,29}{0,8 \cdot 0,94} = 11,1 \text{ А},$$

$$t_1 = \frac{I_{ycm1} \cdot t_{авар}}{I_{np} + I_{ycm}}, \quad (8.38)$$

где $t_{авар}$ – нормируемая продолжительность аварийного режима – 120 мин;
 I_{np} – ток, потребляемый приводами группы выключателей на подстанции.

$$t_1 = \frac{11,1 \cdot 120}{51,4 + 8,29} = 22,3 \text{ мин.}$$

Ток 51,4 А за 22,3 минут выдержит принимаемая батарея типа СК-1 (300 А·ч), 104 элементов, разрядившись до 1,8 В/эл.

8.8.4 Выбор зарядно-выпрямительного устройства.

Ток зарядного устройства равен сумме тока нагрузки в нормальном режиме работы 3,29 А и тока подзаряда батареи $0,1 C10 = 30 \text{ А}$, что в сумме дает 33,29 А.

Зарядное устройство НРТ рассчитано на номинальный ток - 50 А. ВУ имеет мощность и напряжение, достаточные для заряда данной аккумуляторной батареи и питания потребителей постоянного тока в нормальном режиме, с учетом запаса.

9 ОРГАНИЗАЦИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ

9.1 Заземление подстанции

В установках высокого напряжения различают три вида заземлений: рабочее, защитное и заземление молниезащиты. К рабочему заземлению относятся заземления нейтралей силовых трансформаторов, генераторов, измерительных и испытательных трансформаторов, дугогасящих реакторов и т.д. Защитное заземление служит для обеспечения безопасности обслуживающего персонала. Заземление молниезащиты предназначено для отвода токов молнии в землю от защитных аппаратов, таких как ОПН, разрядники, молниеотводов и других конструкций, в которые произошел удар молнии. Все указанные виды заземлений выполняются в виде одного заземляющего устройства. Заземляющее устройство состоит из заземлителя и заземляющих проводников. Заземлителем называется металлический электрод или группа электродов. Заземляющими проводниками называют проводники, соединяющие заземляемые части электроустановок с заземлителем [19].

9.1.1 Характеристика заземляющего устройства и молниезащиты

Для ПС Покровка принята степень загрязненности атмосферы согласно таблице 1.1, с удельной эффективной длиной пути утечки внешней изоляции электрооборудования и изоляторов ОРУ-110 кВ не менее 2,00 см/кВ и ОРУ-35 кВ не менее 2,35 см/кВ [19].

В районе расположения ПС, согласно метеостанции расположенной в городе Зея продолжительность гроз в среднем за год от 40 до 60 часов.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется при помощи отдельно стоящих молниеотводов и молниеотводов устанавливаемых на линейных порталах.

Заземляющее устройство рассчитано по условию требования к его сопротивлению грунта и должно иметь сопротивление в любое время года не более 0,5 Ом [19].

Заземляющее устройство рассчитано на сопротивление растеканию и выполнено в виде сетки из стальных полос сечением 50x5 мм, с трехметровыми вертикальными электродами, уголок 50x50x5 мм.

План заземления и молниезащита ПС представлены на чертеже листа 5 графической части ВКР.

Для обеспечения электромагнитной совместимости и улучшения электромагнитной обстановки предусматривается:

- оптимизация заземляющего устройства подстанции;
- заземление конструкций измерительных трансформаторов тока и коммутационных аппаратов путем их присоединения к продольным горизонтальным элементам заземляющего устройства кратчайшим путем с одновременным обеспечением в радиусе 3 м от мест присоединения заземляющего спуска к заземляющему устройству, растекание токов не менее, чем в 4-х направлениях по магистралям заземляющего устройства.
- применение экранированных кабелей с заземлением экранов с обеих сторон;
- металлические оболочки кабелей цепей управления, измерения и сигнализации заземляются на ОРУ, в РУ-6 кВ и в ОПУ.

Для экранирования кабелей параллельно кабельным трассам дополнительно прокладываются горизонтальные заземлители на расстоянии 0,1 м от кабельного лотка. Сечение экранирующего заземлителя принимается 50x5.

При этом присоединение металлических оболочек к заземляющему устройству выполняется в местах концевой разделки кабеля.

9.1.2 Расчет заземляющего устройства

Расчет заземляющего устройства ПС выполнен в соответствии с [19].
Подробный расчет приведен в Приложении.

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_c = 1,4$ - для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{изм}} \cdot K_c \quad (9.1)$$

$$\rho_{\text{э}} = 140 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 0,7 м, так как на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{\rho_{\text{э}}}{\pi \cdot l} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{1,5 \cdot l}{h \cdot d} \right) \right); \quad (9.2)$$

где l – длина вертикальных электродов;

h – глубина на которую закладывается заземлитель;

d – диаметр заземлителя.

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{140}{3,14 \cdot 5} \right) \cdot \left(\ln \frac{1,5 \cdot 5}{\sqrt{0,7 \cdot 0,02}} \right) = 37 \text{ Ом}.$$

Сопротивление вертикальных электродов:

$$R_B = \frac{\rho_{\text{э}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4 \cdot l \cdot (2 \cdot h + 1)}{d \cdot (4 \cdot h + 1)} \quad (9.3)$$

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \cdot \ln \frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0.7 + 5)}{0.02 \cdot (4 \cdot 0.7 + 5)} = 30 \text{ Ом.}$$

Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле

$$R_M = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{n_B \cdot R_{\Gamma} + n_{\Gamma} \cdot R_B} \quad (9.4)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6.5 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 3 м, для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

$$A = 62,5 \text{ м; } B = 54 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (9.5)$$

$$S = (62,5 + 3) \cdot (54 + 3) = 3733 \text{ м}^2.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $a = 5 \text{ м.}$

Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right); \quad (9.6)$$

$$L_{\Gamma} = (62,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{54 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (54 + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{62,5 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 1493 \text{ м.}$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (9.7)$$

$$m = \frac{1494}{2 \cdot \sqrt{3733}} = 12,22.$$

Принимаем $m = 13$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (10 + 1); \quad (9.8)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{3733} \cdot (13 + 1) = 1711 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_{\text{В}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (9.9)$$

$$n_{\text{В}} = \frac{4 \cdot \sqrt{3733}}{5} = 49.$$

Принимаем $n_B = 49$.

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций, R практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{\text{ПС}} = \rho_{\text{э}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right); \quad (9.10)$$

$$R_{\text{ПС}} = 140 \cdot \left(\frac{0,15}{\sqrt{3733}} + \frac{1}{1711 + 49 \cdot 5} \right) = 0,42 \text{ Ом.}$$

где L – длина горизонтальных электродов;

A - коэффициент подобия;

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,06, \text{ принимаем } A = 0,15.$$

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{\text{стац}} = \frac{R_{\text{ест}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{ест}} + R_{\text{иск}}}; \quad (9.11)$$

$$R_{\text{стац}} = \frac{6,5 \cdot 0,42}{6,5 + 0,42} = 0,39 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления заземлителя менее 0.5 Ом для что соответствует требованиям ПУЭ.

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона.

Найдем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}}; \quad (9.12)$$

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3733}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,41.$$

где $I_{\text{м}} = 55$ кА – среднестатистическое значение тока молнии.

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{\text{и}} = \alpha_{\text{и}} \cdot R_{\text{стац}} \quad (9.13)$$

$$R_{\text{и}} = 1,4 \cdot 0,39 = 0,5 \text{ Ом.}$$

Подробный расчет приведен в Приложении А. Так же заземляющее устройство ПС отражено в графической части ВКР на листе 5.

9.2 Молниезащита ПС

Расчет молниезащиты ПС выполнен в соответствии с [19]. Подробный расчет приведен в Приложении.

Размеры ПС: ширина – 62,5 м; длина – 54 м.

Защита подстанции от прямых ударов молний выполняется отдельно стоящими стержневыми и молниеотводами на порталах 110 кВ.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 19,35 \text{ м;}$$

$$h_2 = 19,35 \text{ м;}$$

$$h_3 = 19,35 \text{ м};$$

$$h_4 = 19,35 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 58 \text{ м};$$

$$L_{23} = 24,75 \text{ м};$$

$$L_{34} = 58 \text{ м};$$

$$L_{41} = 42 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h_i ;$$

(9.14)

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 19,35 = 16,45 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1,1 - 0,002 \cdot h_i) \cdot h_i ;$$

(9.15)

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 19,35) \cdot 19,35 = 20,54 \text{ м}.$$

Высота защищаемого объекта: $h_x = 6 \text{ м}$.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}i}} \right); \quad (9.16)$$

$$r_{x1} = 20,35 \cdot \left(1 - \frac{6}{16,45} \right) = 13,45 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{\text{cx}12'} = h_{\text{эф}1} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1); \quad (9.17)$$

$$h_{\text{cx}12'} = 16,45 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19,35) \cdot (58 - 19,35) = 9,65 \text{ м.}$$

$$h_{\text{cx}12''} = h_{\text{эф}2} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{12} - h_2); \quad (9.18)$$

$$h_{\text{cx}12''} = 16,45 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19,35) \cdot (58 - 19,35) = 9,65 \text{ м.}$$

$$h_{\text{cx}12} = \frac{h_{\text{cx}12'} + h_{\text{cx}12''}}{2}; \quad (9.19)$$

$$h_{\text{cx}12} = \frac{9,65 + 9,65}{2} = 9,65 \text{ м.}$$

Наименьшая ширина внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{\text{cx}12'} = r_{01} \frac{h_{\text{cx}12'} - h_x}{h_{\text{cx}12'}}; \quad (9.20)$$

$$r_{cx12'} = 20,54 \cdot \frac{9,65-6}{9,65} = 7,71 \text{ м.}$$

$$r_{cx12''} = r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}}; \quad (9.21)$$

$$r_{cx12''} = 20,54 \cdot \frac{9,65-6}{9,65} = 7,71 \text{ м.}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2}; \quad (9.22)$$

$$r_{cx12} = \frac{7,71+7,71}{2} = 7,71 \text{ м.}$$

На рисунке 9.1 изображены зоны молниезащиты [19].

В таблице 9.1 приведены характеристики установленных молниеотводов.

Подробный расчет остальных параметров приведен в Приложении А. Также план молниезащиты ПС отражен в графической части ВКР на листе 5.

Таблицы 9.1 – Характеристики молниеотводов

Обозначение на плане	Высота	Эффективная высота	Радиус сечения на уровне 0 м	Радиус сечения на уровне 6 м
М1	19,35	16,48	20,53	13,1
М2	19,35	16,48	20,53	13,1
М3	19,35	16,48	20,53	13,1
М4	19,35	16,48	20,53	13,1

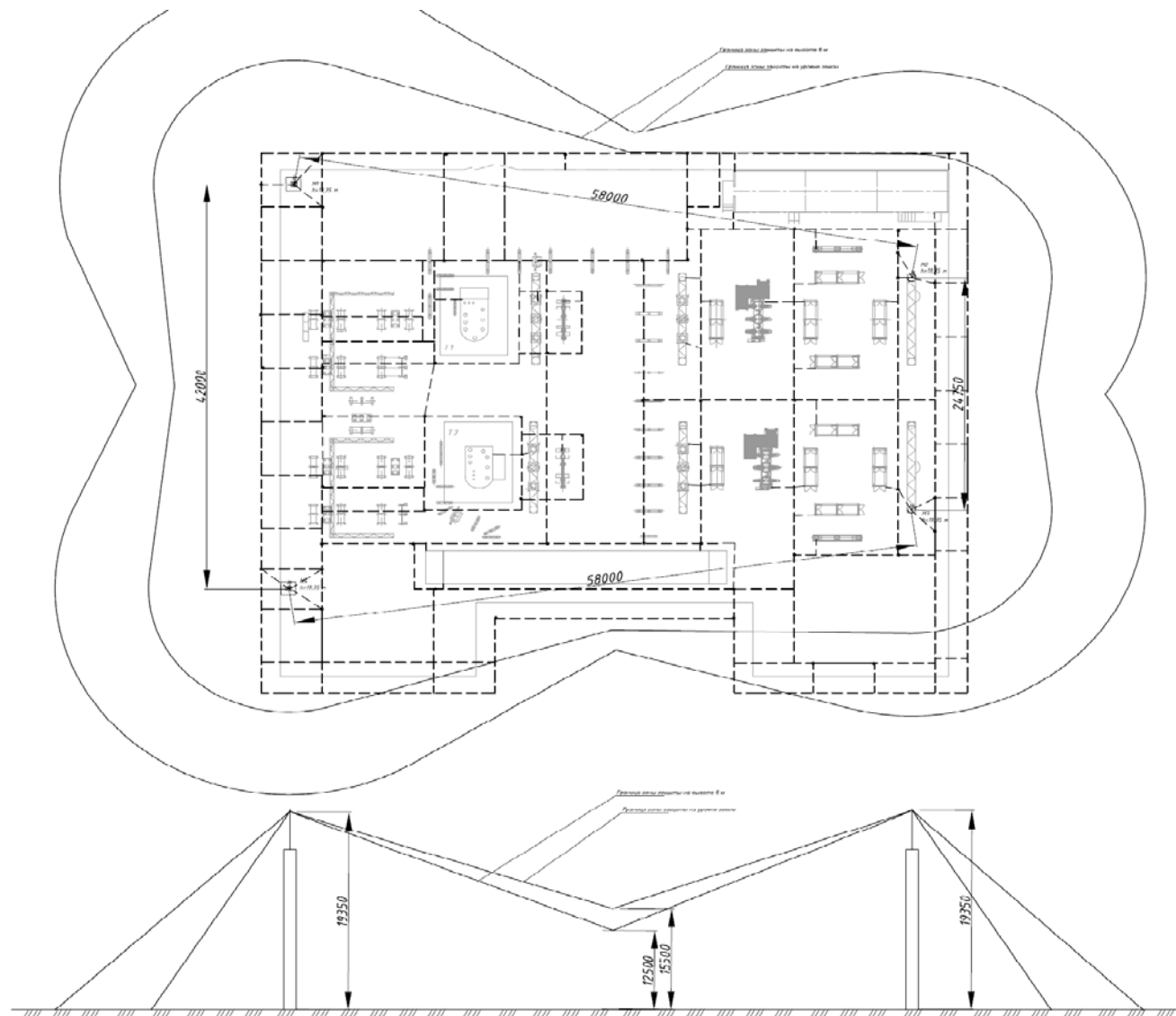


Рисунок 9.1 – Зоны молниезащиты

10 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПС ПОКРОВКА

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ». Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

При определении фактических цен электросетевого строительства по данным Департамента ПАО «ФСК ЕЭС» индекс перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 2023 г. рекомендуется принимать равным 11,04 [7]. Данный индекс указан в письме Минстроя от 30.03.2023г. №17106-ИФ/09.

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения.

10.1 Капитальные затраты в сооружение ПС

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{ИНФ}} \cdot K_{\text{Р}}; \quad (10.1)$$

где $K_{\text{ОРУ}}$ – капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{\text{ТР}}$ – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{\text{пост}}$ – постоянная часть затрат на строительство ПС [7];

$K_{\text{р}}$ – районный коэффициент для Амурской области;

$K_{\text{инф}}$ – коэффициент инфляции на 2023 г.

В таблице 10.1 представлены типы трансформаторов, выбранных для данного варианта строительства, и их базовая стоимость на период 2000 г [27].

Таблица 10.1 – Показатели стоимости ячейки трансформатора в ценах 2000 г.

Подстанция	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПС Покровка	ТДН-25000/110/6	2	8200
Итого			16400

Капитальные затраты на строительство ячеек подстанции представлены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Показатели стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ в ценах 2000 г

Подстанция	Номинальное напряжение	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПС Покровка	6 кВ	18	800
ПС Покровка	35 кВ	4	2100
ПС Покровка	110 кВ	2	6300
Итого			207090

Постоянная часть затрат представлена в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	Постоянная часть затрат в ценах 2000 г., тыс. руб.
РУ-110 кВ по схеме №110-4Н. «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»	11000

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС:

$$K_{\text{ПС}} = (16400 + 207090 + 11000) \cdot 11,04 \cdot 6,7 = 4645190 \text{ тыс.руб.}$$

Данный проект по своему масштабу относится к крупному инвестиционному проекту.

10.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов на производимые с их помощью продукты или работу. Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для *i*-го вида оборудования определяются по формуле [22]:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{сл}}}; \quad (10.2)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы соответствующего оборудования для оборудования подстанции – 20 лет.

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{4645190}{20} = 232300 \text{ тыс.руб.}$$

10.3 Расчет эксплуатационных издержек

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного

оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования имеют важное значение, и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети по формуле [22]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}; \quad (10.3)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, равные 105 кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 4,94 руб./кВт*ч [22].

Стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = 105 \cdot 4,94 = 518,7 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{пс}} \quad (10.4)$$

где $K_{\text{пс}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{\text{вл}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{\text{рпс}} = 0,067$ – ежегодные отчисления на текущий ремонт и обслуживание подстанции 110 кВ [22].

Рассчитаем затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования по формуле:

$$I_{\text{экс}} = 4645000 \cdot 0,067 = 311200 \text{ тыс.руб.}$$

10.4 Оценка экономической эффективности

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений:

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{OK\Pi}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{OK\Pi}} (\Pi_{Чt} - I_{AMt}) \quad (10.5)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

I_{AMt} – амортизационные отчисления.

Чистый дисконтированный доход. Этот показатель относится к интегральным критериям оценки экономической эффективности инвестиций и оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени. В этом методе расходы и доходы, разнесенные во времени, приводятся к одному моменту времени, за который обычно применяют дату начала реализации проекта, дату начала реализации проекта, дату начала производственной деятельности или условную дату, близкую ко времени проведения расчетов эффективности проекта. Процедура проведения разновременных платежей к базовой дате называется дисконтированием, а получаемая величина - дисконтированной стоимостью.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 4 лет.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - N_t}{(1+E)^t}; \quad (10.6)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

N_t – отчисления налога на прибыль;

$E = 0.1$ – норма дисконта.

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в Приложении. Расчёт чистых денежных потоков сведём в таблицу 10.4.

Таблица 10.4 – Расчёт чистых денежных потоков

Год	K_t , млн. руб.	O_{pt} , млн. руб.	$I_{\text{эксп.т}}$, млн. руб.	N_t , млн. руб.	Δ_t , млн. руб.	$(1+E)^{-t}$	Δ_d , млн. руб.	$\Delta_{\text{дс}}$, млн. руб.
1	1161,00	772,07	311,22	54,86	-755,01	0,91	-687,06	-62,86
2	1161,00	772,07	311,22	54,86	-755,01	0,86	-649,31	-712,17
3	1161,00	772,07	311,22	54,86	-755,01	0,82	-619,11	-1331,28
4	1161,00	772,07	311,22	54,86	-755,01	0,78	-588,91	-1920,18
5	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,75	304,49	-1615,69
6	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,71	288,25	-1327,44
7	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,68	276,07	-1051,37
8	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,65	263,89	-787,47
9	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,61	247,65	-539,82
10	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,59	239,53	-300,28
11	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,56	227,35	-72,93
12	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,53	215,17	142,24
13	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,51	207,05	349,30
14	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,48	194,88	544,17
15	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,46	186,76	730,93
16	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,44	178,64	909,57
17	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,42	170,52	1080,08
18	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,40	162,40	1242,48
19	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,38	154,28	1396,75
20	0,00	772,07	311,22	54,86	405,99	0,36	146,16	1542,91

Принимаем допущения:

- строительство проекта осуществляется в течении 4 лет;

- инвестирование разбито на равные доли и осуществляется в течение всех 4 лет;
- получение прибыли возможно с 1 года.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на рисунке 10.1.



Рисунок 10.1 - Оценка экономической эффективности проекта

Значение ЧДД положительное, затраты на проект окупаются на 11-12 год. Следовательно, проект строительства рекомендуется к реализации.

Для защиты всех присоединений подстанции используем шкафы научно-производственного предприятия ООО НПП «ЭЭКРА» – ведущий российский разработчик и производитель устройств РЗА.

Для защиты трансформатора будем использовать шкафы ШЭ2607 042043, ШЭ2607 042, ШЭ2607 071, ШЭ2607 072, ШЭ2607 156.

Представим в таблице выбранные защиты по нормативным документам и функции, выполняемые выбранными шкафами: ШЭ2607 042043, ШЭ2607 042, ШЭ2607 071, ШЭ2607 072. Так же устанавливаем газовое реле РГТ-80, струйное реле РСТ-25.

Структурно - функциональная схема комплекта защит трансформатора представлена на листе графической части.

Виды защит представлены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Виды защит трансформатора 110/35/6 кВ

Наименование	Значение
1	2
Виды защит по нормативным документам	Газовая; Струйная; Дифференциальная защита два комплекта; ДЗ от внешних междуфазных замыканий со стороны 110 кВ ; ТЗНП на сторонах 110 для защиты от КЗ на землю; МТЗ в одной фазе на сигнал от перегрузки со стороны 110 кВ, 35 и 10кВ; УРОВ на ВН.

1	2
Используемые функции	<p style="text-align: center;">ШЭ2607 042043:</p> <ul style="list-style-type: none"> - дифференциальная токовая защита Т (ДЗТ Т) от всех видов КЗ внутри бака, на выводах и на ошиновке Т; <li style="padding-left: 20px;">-максимальная токовая защита стороны низкого напряжения (НН) Т с пуском по напряжению (МТЗ НН); <li style="padding-left: 40px;">- защита от перегрузки (ЗП); - дифференциальная токовая защита цепей стороны НН Т от всех видов КЗ. <p style="text-align: center;">ШЭ2607 042</p> <ul style="list-style-type: none"> - дифференциальная токовая защита Т (ДЗТ Т) от всех видов КЗ внутри бака, на выводах и на ошиновке Т. <p style="text-align: center;">ШЭ2607 071 на стороне 110кВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li style="padding-left: 20px;">- четырехступенчатая дистанционная защита; - пятиступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности; <li style="padding-left: 20px;">- максимальная токовая защита; <li style="padding-left: 40px;">- токовая отсечка; <li style="padding-left: 40px;">-АПВ. <p style="text-align: center;">ШЭ2607 072 на стороне 110кВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li style="padding-left: 20px;">- четырехступенчатая дистанционная защита; - пятиступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности; <li style="padding-left: 20px;">- максимальная токовая защита; <li style="padding-left: 40px;">- токовая отсечка. <p style="text-align: center;">РГТ-80: газовая защита.</p>

11.1 Релейная защита и автоматика

Основные технические решения по РЗА приняты исходя из требований технического задания, индивидуальных технических условий для присоединения к электрическим сетям АО «ДРСК» и предусматривают выполнение части релейной защиты и автоматики на современных микропроцессорных терминалах.

По стороне ВН действие защиты трансформатора предусматривается на вводной выключатель 110 кВ.

Основной комплект защиты трансформатора реализует следующие функции:

- дифференциальная токовая защита;
- дифференциальная токовая отсечка;
- защита трансформатора от перегрузки;
- управление обдувом трансформатора;
- блокировка РПН;
- газовая защита трансформатора. Газовое реле действует через оба комплекта защиты трансформатора.

Комплект резервных защит трансформатора реализует следующие функции:

- максимальная токовая защита стороны ВН;
- автоматика управления выключателем стороны ВН;
- диагностика выключателя стороны ВН;
- АПВ выключателя стороны ВН.

Комплектом РПН реализуются следующие функции:

- автоматическое регулирование напряжения с контролем по стороне НН;
- управление приводом РПН;
- дистанционное регулирование напряжения со шкафа РПН. Кроме того, возможно управление РПН трансформатора непосредственно вручную с привода.

Комплект шинного ТН 110 кВ включает в себя следующие функции:

- защита минимального напряжения от понижения напряжения с контролем трех линейных напряжений;
- контроль напряжения небаланса;
- контроль состояния автоматов трансформатора напряжения;
- формирование шинок напряжения секции.

Комплект защиты и автоматики ввода 35 кВ включает в себя следующие функции:

- максимальная токовая защита с пуском по напряжению;
- автоматика управления выключателем;
- устройство резервирования при отказе выключателя;
- логическая защита шин.

Комплект защиты и автоматики СВ 35 кВ реализует следующие функции:

- трехступенчатая максимальная токовая защита с ускорением при включении выключателя;
- автоматика управления выключателем;
- логическая защита шин;
- автоматическое включение секционного выключателя при аварийной потере питания на одной из секций шин (АВР).
- устройство резервирования при отказе выключателя.

Комплект защиты и автоматики линий 35 кВ реализует следующие функции:

- максимальная токовая защита с выдержкой времени;
- токовая отсечка;
- защита от замыканий на землю;
- автоматика управления выключателем;
- автоматическое повторное включение;
- устройство резервирования при отказе выключателя;
- логическая защита шин.

Комплект шинных ТН 35 кВ включает в себя следующие функции:

- защита минимального напряжения от понижения напряжения с контролем трех линейных напряжений;
- защита от повышения напряжения с возможностью обратного включения после снижения напряжения;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- АЧР (две очереди) и ЧАПВ;
- контроль состояния автоматов трансформатора напряжения;
- формирование шинок напряжения секции.

Защита и автоматика вновь устанавливаемых ячеек РУ-6 кВ выполнена на базе терминалов «Экра», интегрированных в ячейки.

Защита вводов 6 кВ выполнена на базе терминала «Экра серии 40» и включает в себя следующие функции:

- максимальная токовая защита с пуском по напряжению;

- автоматика управления выключателем;
- устройство резервирования при отказе выключателя;
- логическая защита шин.

Защита секционного выключателя 6 кВ выполнена на базе терминала «Экра серии 40» и включает в себя следующие функции:

- трехступенчатая максимальная токовая защита с ускорением при включении выключателя;

- автоматика управления выключателем;
- логическая защита шин;
- автоматическое включение секционного выключателя при аварийной потере питания на одной из секций шин (АВР).

- устройство резервирования при отказе выключателя.

Защита отходящих линий по стороне 6 кВ выполнена на базе терминала «Экра серии 40» и включает в себя следующие функции:

- максимальная токовая защита с выдержкой времени;
- токовая отсечка;
- защита от замыканий на землю;
- автоматика управления выключателем;
- автоматическое повторное включение;
- устройство резервирования при отказе выключателя;
- логическая защита шин.

Комплект шинных ТН 6 кВ включает в себя следующие функции:

- защита минимального напряжения от понижения напряжения с контролем трех линейных напряжений;

- защита от повышения напряжения с возможностью обратного включения после снижения напряжения;

- защита от однофазных замыканий на землю;
- защита от феррорезонанса;
- АЧР (две очереди) и ЧАПВ;
- контроль состояния автоматов трансформатора напряжения;
- формирование шинок напряжения секции.

Устанавливаемые ячейки 6 кВ вводятся под действие устройств АЧР и ЧАПВ и оснащаются датчиками дуговой защиты.

Все выбранные комплекты защит и автоматики отвечают требованиям ПУЭ и действующим нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.

11.2 Управление, сигнализация, измерения

Управление выключателями 110 кВ и 35 кВ осуществляется с устанавливаемых в ОПУ шкафов защиты и автоматики.

Управление выключателями 6 кВ осуществляется с ячеек КРУ.

Для индивидуальной световой и общей звуковой предупреждающей и аварийной сигнализации, в ОПУ устанавливается шкаф центральной сигнализации.

Проектом предусматривается сигнализация уровня воды в маслоборнике, с выводом сигнала в шкаф центральной сигнализации.

Измерение электрических величин 110 кВ и 35 кВ организуется посредством цифровых электроизмерительных приборов установленных в шкафах защиты и автоматики.

Измерение электрических величин отходящих присоединений 6 кВ организуется посредством цифровых электроизмерительных приборов установленных в ячейках РУ-6 кВ.

Счетчики технического учета потребителей 6 кВ типа устанавливаются в ячейках РУ-6 кВ.

Включение выключателей может также выполняться по цепям АПВ, а отключение - от защит, действующих на их отключение.

Включение секционного выключателя 10 кВ может выполняться по цепям АВР, а отключение от защит, действующих на его отключение.

Управление устройствами РПН трансформаторов выполняется с АРМ оперативно-диспетчерского персонала или дистанционно ключами управления, расположенными на фасадах шкафов.

Возможно также автоматическое управление от терминалов регулирования напряжения или по месту - кнопками управления или вручную.

Управление главными и заземляющими ножами разъединителей 110 кВ выполняется с АРМ оперативно-диспетчерского персонала или дистанционно с блоков управления, расположенными на ОРУ 110 кВ, на безопасном расстоянии. Возможно управление вручную по месту.

11.2.1 Регистрация аварийных событий

Регистрация аварийных событий и процессов (РАС) выполняется с помощью наличия этой функции в микропроцессорных терминах РЗА.

Для регистрации в памяти МП терминалов РЗА фактов обнаружения неисправностей с привязкой к астрономическому времени в терминалах реализован архив событий. При этом любой пуск защиты, приход дискретного сигнала, обнаружение внутренней неисправности регистрируется в памяти событий с присвоением даты и времени момента обнаружения. Емкость памяти регистратора составляет до 1000 событий.

11.2.2 9 Оперативная блокировка коммутационных аппаратов

Проектом предусматривается применение разъединителей 110 кВ с двигательными приводами главных и заземляющих ножей.

Для предотвращения ошибочных действий персонала, предусматривается электромагнитная блокировка разъединителей и заземляющих ножей.

Организация оперативной блокировки выполняется посредством цифрового блока оперативной блокировки.

Питание цепей блокировки, цифровой блок и устройство контроля изоляции располагаются в шкафу расположенного в ОПУ.

Электромагнитная блокировка заземляющих разъединителей и выкатных элементов КРУ выполняется в следующих ячейках:

- Ввод Т-1(2);
- Ввод ТСН-1(2);
- СВ.

В линейных ячейках и СР предусматривается электромагнитная блокировка выкатных элементов КРУ.

В ячейках ТН выполняется электромагнитная блокировка заземляющих разъединителей.

На всех ячейках устанавливается механическая блокировка заземляющего разъединителя и выкатного элемента.

Блок-контакты и электромагнитные замки шинных аппаратов КРУ включаются в схему электромагнитной блокировки разъединителей и заземляющих ножей 110 кВ.

11.3 Расчет уставок защит трансформатора

11.3.1 Дифференциальная защита трансформатора

В качестве примера в данной ВКР будут рассмотрены расчеты уставок релейной защиты и автоматики:

- дифференциальной защиты трансформатора Т-1;
- защиты от перегрузки трансформатора Т-1;

11.3.2 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора Т-1

Трансформаторы тока защиты имеют коэффициенты трансформации:

- на стороне ВН – 200/5;
- на стороне СН – 600/5;
- на стороне НН – 2000/5.

Номинальные токи сторон силового трансформатора:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (11.1)$$

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

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

Расчет вторичных номинальных токов сторон, соответствующих номинальной мощности, производится по выражению:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}}; \quad (11.2)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток стороны, соответствующий номинальной мощности трансформатора;
 $K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации ТТ;
 $K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, учитывающий схему соединения вторичных обмоток трансформаторов тока, при штатном подключении устройства к ТТ, обмотки которых собраны по схеме «звезда», коэффициент схемы $K_{\text{сх}} = 1$ [15].

Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора на стороне ВН:

Первичный ток на стороне ВН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.}$$

Первичный ток на стороне СН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 374,9 \text{ А.}$$

Первичный ток на стороне НН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2291 \text{ А.}$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности на стороне ВН:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{125,511}{\frac{200}{5}} = 3,14 \text{ А.}$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности на стороне СН:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{374,9 \cdot 1}{\frac{400}{5}} = 3,12 \text{ А.}$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности на стороне НН:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{2291 \cdot 1}{\frac{3000}{5}} = 3,18 \text{ А.}$$

Принятые значения уставок с округлением до двух знаков после запятой приведены в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Принятые значения уставок

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		ВН	СН	НН
Принятые значения уставок	« $I_{\text{ном}} \text{ ВН}$ », « $I_{\text{ном}} \text{ СН}$ », « $I_{\text{ном}} \text{ НН}$ » диапазон уставок: (1,00—30,00) А	3,14	3,12	3,81

11.3.3 Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ – 2)

Базовая уставка $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям следует стремиться иметь уставку в пределах 0,3 – 0,5 [8].

Значение $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора определяется с помощью выражения:

$$I_{д1} / I_{баз} = K_{отс} \cdot I_{НБ.расч}; \quad (11.3)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1.2;

$I_{НБ.расч}$ – относительный ток небаланса.

$$I_{НБ.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}, \quad (11.4)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, следует принимать 2;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме 0,1;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимаем 1;

$\Delta U_{рпн} = 0.16$ – относительная погрешность, обусловленная наличием

РПН, принимается равной половине диапазона регулирования;

$\Delta f_{добав}$ – относительная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора – округлением $\Delta f_{выр} = 0.04$.

$$I_{НБ.расч} = 2 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.16 + 0.04 = 0.4 \text{ А.}$$

Значение $I_{д1} / I_{баз}$:

$$I_{д1} / I_{баз} = 1.2 \cdot 0.4 = 0.48.$$

Принимаем $I_{д1} / I_{баз} = 0.5$.

Коэффициент торможения:

$$K_{торм} = 100\% \cdot K_{отс} \cdot \frac{I_{НБ.расч}}{K_{сн.т}}; \quad (11.5)$$

где $K_{\text{сн.т}}$ – коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{НБ.расч}}} \quad ; \quad (11.6)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - 0.4} = 0.775.$$

$$K_{\text{торм}} = 100\% \cdot 1.2 \frac{0.4}{0.775} = 62\%.$$

Принимаем $K_{\text{торм}} = 62\%$.

Принимаем значение уставки второй точки излома характеристики $I_{\text{т}} / I_{\text{ном}} = 2$.

Принимаем значение уставки блокирования по второй гармонике $I_{\text{дг2}} / I_{\text{дг1}} = 0.15$.

11.3.4 Дифференциальная отсечка трансформатора (ДЗТ-1)

При выборе уставки дифференциальной отсечки необходимо учитывать два условия:

- отстройка от броска намагничивающего тока (БНТ);
- отстройка от режима максимального тока внешнего КЗ (сквозного тока).

По условию отстройки от режима БНТ уставка должна приниматься не менее 6 ($I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq 6$) [8].

11.3.5 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ-3)

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\text{д1}} / I_{\text{баз}}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты [8].

Принимаем $I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} = 0.1$;

$T = 10$ с.

На рисунке 11.1 показана тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора.

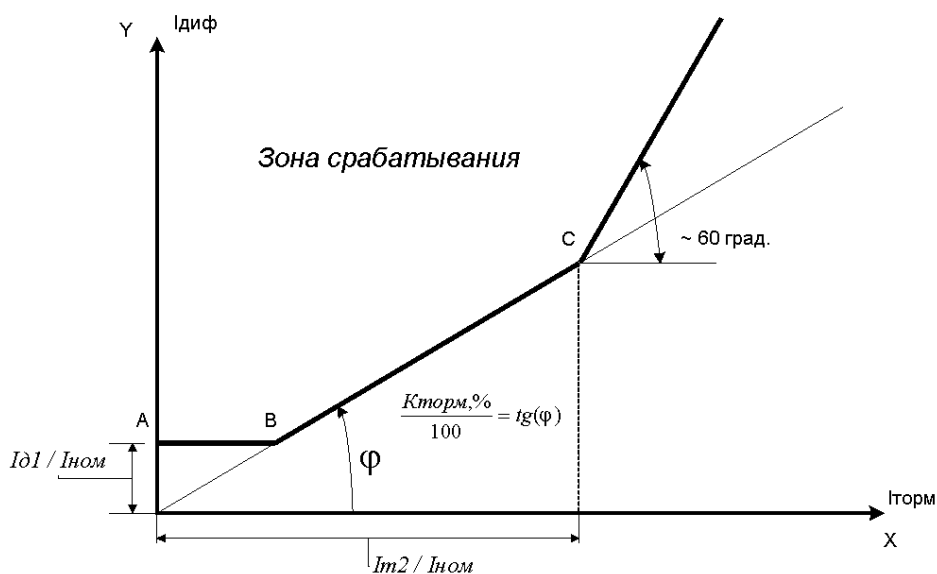


Рисунок 11.1 – Тормозная характеристика

11.3.6 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора Т-1

Ток срабатывания защиты от перегрузки (ЗП):

$$I_{зп.ТР} = I_{ном.ТР} \cdot \frac{K_{отс}}{K_B}; \quad (11.7)$$

где $K_{отс} = 1.05$ – коэффициент отстройки ЗП;

$K_B = 0.95$ – коэффициент возврата реле тока ЗП;

$I_{ном.ТР}$ – номинальный первичный ток обмотки.

Для стороны ВН:

$$I_{зп.ТР.ВН} = 125,51 \cdot \frac{1.05}{0.95} = 138,72 \text{ А.}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{I_{\text{зп.ТР.ВН}}}{K_{\text{тт.ВН}}}; \quad (11.8)$$

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{138,72}{\frac{200}{5}} = 3,47 \text{ А.}$$

Для стороны СН:

$$I_{\text{зп.ТР.СН}} = 374,90 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 414,37 \text{ А.}$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{\text{уст.зп.СН}} = \frac{I_{\text{зп.ТР.СН}}}{K_{\text{тт.СН}}}; \quad (11.9)$$

$$I_{\text{уст.зп.ВН}} = \frac{414,37}{\frac{400}{5}} = 3,45 \text{ А.}$$

Для стороны НН:

$$I_{\text{зп.ТР.НН}} = 2291 \cdot \frac{1,05}{0,95} = 2532 \text{ А.} \quad (11.10)$$

Во вторичных величинах ток уставки равен:

$$I_{\text{уст.зп.НН}} = \frac{I_{\text{зп.ТР.НН}}}{K_{\text{тт.НН}}}; \quad (11.11)$$

$$I_{\text{уст.зп.НН}} = \frac{2532}{\frac{3000}{5}} = 4,22 \text{ А.}$$

11.4 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов самая чувствительная, а также самая универсальная защита от внутренних повреждений. В основном её устанавливают на трансформаторы, где применяется масляное охлаждение и есть в наличии расширитель для масла.

Суть этой защиты в том, что все возможные повреждения в трансформаторе, приводят к химическому разложению трансформаторного масла, а также органических материалов изоляционной обмотки, в результате чего выделяется газ внутри трансформатора. Этот газ воздействует на специальные приборы газовой защиты, которые подают сигнал предупреждения или производят отключение трансформатора.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным.

12.1 Безопасность

Работы по сооружению проектируемого объекта подразделяются на подготовительный, основной и заключительный периоды строительства [15].

В подготовительный период производятся:

- укомплектование объекта бытовками, механизмами, рабочими соответствующих специальностей;
- работы на площадке ПС;
- погрузо-разгрузочные;
- выноска осей в натуру.

До начала работ должен быть выполнен комплекс организационно-технических мероприятий и подготовительных работ [13]:

- назначение ответственного лица за качество и безопасность производства работ (прораб, мастер);
- инструктаж рабочих по охране труда;
- обеспечение рабочих необходимым оборудованием, инструментом, инвентарем, приспособлениями, спецодеждой и спецобувью по установленным нормам;
- обеспечение рабочих средствами первой медицинской помощи, питьевой водой;
- обустройство мест для хранения оборудования, материалов и инструментов;
- доставка материалов, оборудования, монтажных узлов, деталей, используя дороги утвержденной транспортной схемы объекта и подготовленные проезды через коммуникации.

В основной период строительства производятся:

- планировочные работы на площадке ПС;
- монтаж маслостоков;
- установка маслосборника;
- монтаж фундаментов;

- монтаж лотков и каналов;
- монтаж оборудования;
- пусконаладочные работы.

В заключительный период выполняются работы по благоустройству и ограждению подстанции, а также пусконаладочные работы по электрической части.

Производство строительно-монтажных и демонтажных работ выполнять согласно разработанной технологической последовательности.

Исполнитель работ, должен иметь лицензии на осуществление тех видов деятельности, которые подлежат лицензированию в соответствии с действующим законодательством.

Заказчик передает исполнителю работ [15]:

- проектную документацию, в том числе проект организации строительства;
- рабочую документацию на весь объект или на определенные этапы работ.

Проектная документация должна быть допущена к производству работ застройщиком подписью ответственного лица путем проставления штампа.

Исполнитель работ выполняет входной контроль переданной ему для исполнения документации, передает заказчику перечень выявленных в ней недостатков, проверяет их устранение.

Заказчик должен подготовить для строительства территорию строительной площадки, обеспечив своевременное начало работы, в том числе передать в пользование исполнителю работ необходимые для осуществления работ сооружения, обеспечить подводку инженерных сетей, транспортирование грузов.

При этом определяют и согласовывают [15]:

- объемы, технологическую последовательность, сроки выполнения строительно-монтажных работ;
- порядок оперативного руководства, включая действия строителей и эксплуатационников, при возникновении аварийных ситуаций;

- последовательность разработки конструкций, места и условия подключения временных сетей электроснабжения и др.;

- порядок исполнения строителями услуг предприятия и его технических средств;

- условия организации комплектной и первоочередной поставки оборудования и материалов, перевозок, складирования грузов и передвижения строительной техники, а также размещения временных зданий и сооружений для нужд строительства.

Участники строительства своими распорядительными документами (приказами) назначают персонально ответственных за объект должностных лиц [12]:

- ответственного представителя технадзора заказчика - должностное лицо, отвечающее за ведение технического надзора;

- ответственного производителя работ - должностное лицо, отвечающее за выполнение и качество работ;

- ответственного представителя проектировщика - должностное лицо, отвечающее за ведение авторского надзора.

Застройщик (заказчик) заблаговременно, но не позднее, чем за 7 рабочих дней до начала работ на строительной площадке направляет в соответствующий орган архстройнадзора извещение о начале строительных работ, предъявив одновременно:

- копии свидетельства о допуске на право выполнения исполнителем строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства;

- копию разрешения на строительство, выданного в установленном порядке;

- проектную документацию (согласованную и утвержденную в установленном порядке) в объеме, достаточном для выполнения заявленного этапа;

- решения по технике безопасности;

- копию стройгенплана, согласованного в установленном порядке;
- приказы застройщика или заказчика и подрядчика (при подрядном способе строительства), а также проектировщика при наличии авторского надзора о назначении на строительство объекта ответственных должностных лиц;
- копию документации о вынесении в натуру линий регулирования застройки и геодезической разбивки основы;
- прошнурованный общий и специальные журналы работ.

12.1.1 Подготовительные работы

Строительство осуществляется только при наличии разрешения на строительство [12].

При подготовке к строительно-монтажным работам генподрядной строительной организации необходимо [15]:

- назначить ответственное лицо за качество и безопасность организационно-технических мероприятий и подготовительных работ;
- разработать и утвердить проект производства работ (ППР).
- разработать и осуществить мероприятия по организации труда, по укомплектованию объекта рабочими соответствующих специальностей, обеспечить бригады картами трудовых процессов, провести инструктаж рабочих по охране труда;
- разработать мероприятия по обеспечению рабочих спецодеждой и спецобувью, средствами первой медицинской помощи и питьевой водой по установленным нормам;
- обеспечить доставку на площадку ПС необходимых материалов и конструкций, в соответствии с ППР;
- организовать инструментальное обеспечение;
- создать необходимый запас строительных конструкций;
- перебазировать строительную технику на рабочие места;
- вынести оси сооружений в натуру;
- выделить опасные зоны, границы и оси подземных сооружений и коммуникаций;

- устройство открытой площадки для складирования материалов и конструкций,

Для стоянки машин и вагончиков-бытовок. Размещение площадки предусматривается на территории основного вахтового поселка ОАО «Покровский рудник»;

- необходимо обнести (перед началом работ) объект строительства (подъездные пути к ПС и площадку подстанции) ограждением не ближе 7 м от края поднимаемой грузоподъемным механизмом конструкции.

- до начала любых работ по строительству необходимо установить информационные щиты с указанием наименования объекта, названия заказчика, исполнителя работ (подрядчика, генподрядчика), фамилии, должности и номера телефонов ответственного производителя по объекту и представителя органа госархстройнадзора или местного самоуправления, курирующего строительство, срок начала и окончания работ, схему объекта.

Наименование и номер телефона исполнителя работ наносят также на щитах инвентарных ограждений мест работы вне стройплощадки, мобильных зданиях и сооружениях, крупногабаритных элементах оснастки, кабельных барабанах и т.п.

Исполнитель работ обеспечивает безопасность работ для окружающей природной среды, при этом не допускается несанкционированное сведение древесно-кустарниковой растительности.

Для нужд строительства на площадке реконструируемой ПС необходимо предусмотреть устройство мобильных (инвентарных) зданий и сооружений производственного, вспомогательного, бытового и общественного назначения и складских площадок, подлежащих ликвидации после окончания строительства.

Временные здания и сооружения, расположенные на стройплощадке, вводятся в эксплуатацию решением ответственного производителя работ по объекту. Ввод в эксплуатацию оформляется актом или записью в журнале работ.

Исполнитель обеспечивает складирование и хранение материалов и изделий в соответствии с требованиями стандартов и ТУ на эти материалы и изделия [15].

Применение неправильно складированных и хранимых материалов и изделий исполнителем работ должно быть приостановлено до решения вопроса о возможности их применения без ущерба качеству строительства заказчиком с привлечением, при необходимости, представителей проектировщика и органа государственного контроля (надзора). Это решение должно быть документировано.

12.1.2 Общее ведение строительства

Общее ведение строительства осуществляет лицо, получившее разрешение на строительство (застройщик). В соответствии с действующим законодательством функциями застройщика являются [15]:

- получение разрешения на строительство;
- получение права ограниченного пользования соседними земельными участками (сервитуты) на время строительства;
- привлечение для осуществления работ по строительству объекта исполнителя работ (подрядчика при подрядном способе строительства);
- обеспечение строительства проектной документацией, прошедшей экспертизу и утвержденной в установленном порядке;
- обеспечение безопасности работ на строительной площадке для окружающей природной среды и населения;
- обеспечение безопасности законченного строительством объекта недвижимости для пользователей, окружающей природной среды и населения;
- обеспечение выноса в натуру линий регулирования застройки и создание геодезической разбивочной основы;
- привлечение авторского надзора лица, осуществившего подготовку проектной документации, за строительством объекта;
- извещение о начале любых работ на строительной площадке органов государственного контроля (надзора), которым подконтролен объект;
- осуществления работ по договору;
- организация наладки и опробования оборудования, пробного производства продукции и других мероприятий по подготовке объекта к эксплуатации;

- предъявление законченного строительством объекта строительства органам государственного строительного надзора и экологического надзора (в случаях, предусмотренных законодательством о градостроительной деятельности);

- предъявление законченного строительством объекта строительства уполномоченному органу для ввода в эксплуатацию;

- принятие решений о начале, приостановке, консервации, прекращении строительства, о вводе законченного строительством объекта недвижимости в эксплуатацию;

- комплектование, хранение и передача соответствующим организациям исполнительной и эксплуатационной документации.

При подрядном способе строительства ответственность за безопасность действий на строительной площадке для окружающей среды и населения, и безопасность труда в течение строительства в соответствии с действующим законодательством несёт подрядчик [12].

Строительство должно вестись по проектной документации, прошедшей экспертизу, согласованной и утвержденной в установленном порядке.

Исполнитель работ (подрядчик) осуществляет производственный контроль за соблюдением в процессе строительства требований, установленных в проектной и распространяющейся на объект нормативной документации.

Застройщик (заказчик) вправе осуществлять контроль (технический надзор) за ходом и качеством выполняемых работ, соблюдением их сроков, качеством и правильностью использования применяемых материалов, изделий, оборудования, не вмешиваясь в оперативно-хозяйственную деятельность исполнителя работ.

Строительство, в соответствии с действующим законодательством, ведется под контролем органов местного самоуправления и государственного контроля.

При подрядном способе строительства по его завершении заказчик выполняет приемку выполненных подрядчиком работ.

Заказчик определяет исполнителя работ, подрядчика (генподрядчика) на основе договора строительного подряда при подрядном способе строительства, в том числе по результатам тендера.

Привлекаемый исполнитель работ должен иметь лицензии на осуществление тех видов деятельности, которые подлежат лицензированию в соответствии с действующим законодательством.

Заказчик передает исполнителю работ проектную документацию:

- утверждаемую часть, в том числе проект организации строительства;
- рабочую документацию на весь объект или на определенные этапы работ.

Проектная документация должна быть допущена к производству работ застройщиком подписью ответственного лица или путем простановки штампа.

Исполнитель работ выполняет входной контроль переданной ему для исполнения документации, передает заказчику перечень выявленных в ней недостатков, проверяет их устранение.

Заказчик должен подготовить для строительства территорию строительной площадки, обеспечив своевременное начало работы.

Заказчик должен обеспечить вынос на площадку геодезической разбивочной основы силами местного органа архитектуры и градостроительства по его поручению - специализированной организацией, принять по акту.

Участники строительства своими распорядительными документами (приказами) назначают персонально ответственных за объект должностных лиц:

- ответственного представителя технадзора заказчика должностное лицо, отвечающего за ведение технического надзора;
- ответственного производителя работ - должностное лицо, отвечающее за выполнение и качество работ;
- ответственного представителя проектировщика - должностное лицо, отвечающее за ведение авторского надзора.

Застройщик (заказчик) заблаговременно, но не позднее, чем за 7 рабочих дней до начала работ на строительной площадке направляет в соответствующий орган архстройнадзора извещение о начале строительных работ, предъявив одновременно:

- копию разрешения на строительство, выданного в установленном порядке;
- копии лицензий на право выполнения исполнителями строительномонтажных работ по данному типу объектов;
- проектную документацию (согласованную и утвержденную в установленном порядке) в объеме, достаточном для выполнения заявленного этапа;
- решения по технике безопасности;
- копию стройгенплана, согласованного в установленном порядке;
- приказы застройщика или заказчика и подрядчика (при подрядном способе строительства), а также проектировщика при наличии авторского надзора о назначении на строительство объекта ответственных должностных лиц;
- копию документа о вынесении в натуру линии регулирования застройки и геодезической разбивочной основы;
- прошнурованный общий и специальные журналы работ.

Состав и порядок ведения исполнительной документации при осуществлении строительства объектов капитального строительства определен Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

12.1.3 Входной контроль

Все конструкции, материалы и оборудование, поступившие на монтажную площадку, проходят приемку. Ее осуществляют на центральном складе конструкций прораб или мастер, руководящий складскими работами. На приобъектном складе приемку производит мастер или прораб, руководящий работами на объекте [15].

При этом проверяется наличие и содержание сопроводительных документов поставщика (производителя), подтверждающих качество указанных материалов, изделий, оборудования.

Все конструкции должны пройти входной контроль. Конструкции, не прошедшие входной контроль, не могут быть пущены в производство. На монтаж конструкции выдают по заявкам начальника участка работ.

Конструкции проходят входной контроль во время разгрузки, складирования, передачи их на монтаж и в процессе монтажа.

В процессе входного контроля производят визуальный осмотр внешнего вида конструкций и их измерение с помощью инструментов. При входном контроле осуществляют:

- проверку комплектности и качества конструкций;
- соблюдение требований складирования и хранения;
- своевременное оформление актов на дефектные и бракованные изделия;
- проверку соответствия оборудования, изделий и материалов спецификациям рабочей документации, государственным стандартам и техническим условиям;
- проверку наличия сертификатов качества на оборудование, изделия и материалы.

До разгрузки конструкций необходимо проверить:

- правильность погрузки и закрепления конструкций;
- состояние конструкций, деформаций, сколов;
- состояние упаковки и тары, влияющее на сохранность конструкций;
- наличие и правильность сопроводительных документов.

После разгрузки проверяют:

- соответствие конструкций чертежам и действующим нормативам;
- комплектность и очередность поставки конструкций;
- геометрические размеры и качество изготовления (сварочные швы, окраску, закладные детали, выпуски арматуры);
- соответствие количества конструкций сопроводительной документации;
- наличие и правильность маркировки;
- выполнение дополнительных технических требований монтажников - наличие дополнительных элементов для строповки и подмащивания.

Приемку конструкций производят поштучно. Все недостатки и дефекты конструкций должны быть отражены в акте, а заводам-изготовителям предъявлены претензии.

При проверке размеров железобетонных конструкций проверяют: длину, ширину, расположение закладных деталей, выпусков арматуры, строповочных и фиксирующих деталей, расположение и центровку монтажных узлов.

12.1.4 Административный контроль

Административный контроль за строительством в целях ограничения неблагоприятного воздействия строительно-монтажных работ на население и территорию в зоне влияния ведущегося строительства осуществляется органами местного самоуправления или организациями (административными инспекциями и т.п.) в порядке, установленном действующим законодательством.

12.1.5 Производственный контроль

Производственный контроль качества строительства выполняется исполнителем работ и включает в себя:

- входной контроль проектной документации, предоставленной заказчиком;
- приемку вынесенной в натуре геодезической разбивочной основы;
- входной контроль применяемых материалов и изделий;
- операционный контроль в процессе выполнения и по завершению операций;
- оценку соответствия выполненных работ, результаты которых становятся недоступными для контроля после начала выполнения последующих работ.

12.1.6 Технический надзор

Технический надзор заказчика за строительством включает [12]:

- проверку наличия у исполнителя работ документов о качестве (сертификатов) на применяемые им материалы, изделий и оборудование, документированных результатов входного контроля и лабораторных испытаний;
- контроль соблюдения исполнителем работ правил складирования и хранения применяемых материалов, изделий и оборудования: при выявлении

нарушений этих правил представитель технадзора может запретить применение неправильно складированных и хранящихся материалов;

- контроль соответствия выполняемого исполнителем работ операционного контроля;

- контроль наличия и правильности ведения исполнителем работ исполнительной документации, в том числе оценку достоверности геодезических исполнительных схем выполненных конструкций с выборочным контролем точности положения элементов;

- контроль за устранением дефектов в проектной документации, выявленных в процессе строительства, документированный возврат дефектной документации проектировщику, контроль и документированная приемка исправленной документации, передача её исполнителю работ;

- контроль исполнения исполнителем работ предписаний органов государственного надзора и местного самоуправления;

- извещение органов государственного надзора обо всех случаях аварийного состояния на объекте строительства;

- контроль соответствия объемов и сроков выполнения работ условиям договора и календарному плану строительства;

- оценку (совместно с исполнителем работ) соответствия выполненных работ, конструкций, подписание двусторонних актов, подтверждающих соответствие, контроль за выполнением исполнителем работ требования о недопустимости выполнения последующих работ до подписания указанных актов;

- заключительную оценку (совместно с исполнителем работ) соответствия законченного строительством объекта требованиям законодательства. проектной и нормативной документации.

Замечания представителей технического надзора заказчика и авторского надзора документируются. Факты устранения дефектов по замечаниям иных представителей документируются с их участием.

12.1.7 Мероприятия по выполнению нормативных требований охраны труда и техники безопасности при строительстве

При выполнении работ по строительству ПС Покровка необходимо руководствоваться нормативными документами по охране труда и технике безопасности [13]:

На период монтажа опасная зона должна быть ограждена сигнальным ограждением, ограничена радиусом, превышающем на 4 м горизонтальную проекцию траектории максимального габарита перемещаемых шкафов от оси поворотной части крана

Мероприятия по технике безопасности по отдельным видам строительно-монтажных работ изложены в типовых технологических картах.

При производстве работ в условиях наведенного электроустановками напряжения необходимо руководствоваться указаниями технологической карты.

Строительно-монтажные работы в действующих электроустановках должны выполняться в соответствии с программой, разработанной и согласованной с владельцами электроустановок [13].

Работающим необходимо выдать наряд-допуск и произвести инструктаж с записью в журнале по технике безопасности. Все работы должны производиться только с разрешения обслуживающего персонала и под непосредственным наблюдением его представителя.

Участки работ необходимо выгораживать и отмечать предупреждающими знаками. Работы стрелового крана и телескопической вышки под проводами гибких связей действующей подстанции категорически запрещаются без отключения линии. При проезде под проводами линии электропередачи, находящейся под напряжением, рабочие органы машин должны находиться в транспортном положении. При выполнении работ на ВЛ и ПС машины и механизмы на пневмоходу должны заземляться.

Временные сооружения, а также подсобные помещения на весь период строительства должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с типовыми правилами пожарной безопасности.

Производство монтажных работ на высоте в открытых местах при силе ветра 6 баллов (скорость ветра 9,9 - 12,4 м/с) запрещается [13].

Эксплуатация средств механизации, должны выполняться в соответствии с правилами безопасности при работе с инструментами и приспособлениями.

Техническое обслуживание и ремонт транспортных средств, машин и других средств механизации следует осуществлять только после остановки и выключения двигателя (привода).

Техническое состояние и оборудование автомобилей всех типов, марок и назначений должны соответствовать Правилам по охране труда на автомобильном транспорте.

При транспортировке блоки нельзя подвергать толчкам и ударам, перемещать только в вертикальном положении.

Все такелажные работы по подъему, погрузке, разгрузке и перемещению оборудования должны выполняться в соответствии нормативной документацией.

Работы по погрузке и разгрузке должны производиться под руководством ИТР, отвечающего за ведение работ и лица ответственного за безопасное проведение работ с краном, отвечающего за соблюдение техники безопасности при работах. Перед началом работы ответственный руководитель обязан лично убедиться в исправности всех приспособлений.

Рабочие, участвующие в проведении погрузочно-разгрузочных работ, должны быть обучены безопасным методам ведения работ и аттестованы.

Все члены бригады, включая крановщика, должны перед началом каждого этапа работ (погрузка, крепление его на автотрейлере, транспортировка, разгрузка) пройти специальный инструктаж непосредственно на рабочем месте.

Во время грозы работы по перемещению запрещаются.

Автокран должен иметь подписи с указанием допустимой грузоподъемности, даты следующего испытания и регистрационного номера.

Работа автокрана непосредственно под проводами ВЛ запрещена.

При производстве работ необходимо предпринять меры противопожарной безопасности.

Перед началом работ объект строительства (площадку подстанции) необходимо обнести ограждением не ближе 7 м от края поднимаемой грузоподъемным механизмом конструкции.

Территория стройплощадки освещается при помощи светильников, расположенных по периметру площадки. Рабочие места в темное время суток освещаются прожекторами, установленными на передвижных прожекторных мачтах.

Производственные и бытовые стоки на временных базах строителей должны очищаться и обезвреживаться в специальных приемниках, а производственные отходы необходимо сбрасывать в бункера-накопители.

По окончании строительства участки под временные базы строителей должны быть сданы по акту заказчику.

Грузоподъемные машины, грузозахватные устройства, средства контейнеризации и пакетирования, применяемые при выполнении погрузочно-разгрузочных работ, должно удовлетворять требованиям государственных стандартов и технических условий.

Скорость движения автотранспорта у строительных объектов не должна превышать 10 км/ч, а на поворотах и в рабочих зонах кранов - 5 км/ч.

Ко всем строящимся объектам и временным сооружениям предусматривается свободный проезд. Размещение временных зданий необходимо выполнить вне зон противопожарных разрывов.

12.2 Экологичность

12.2.1 Общие положения

Исполнитель работ обеспечивает безопасность работ для окружающей природной среды, при этом [25]:

- не допускается несанкционированное сведение древесно- кустарниковой растительности;
- выполняет обезвреживание и организацию производственных и бытовых стоков;

- выполняет работы по мелиорации и изменению существующего рельефа только в соответствии с согласованной органами госнадзора и утвержденной проектной документацией.

При транспортировке материалов нельзя ломать кусты и деревья, повреждать поверхностный слой земли, загрязнять почву продуктами отработки машин и механизмов. Проезд строительных машин и механизмов предусмотрен только по действующим автодорогам. Заправка машин и механизмов производится на заправочных станциях населенных пунктов или же от топливозаправщиков с применением «пистолета», что исключает попадание топлива на землю. Ночная стоянка машин и механизмов предусмотрена на базовом поселке, специально оборудованной для этой цели площадке.

Рубка просеки производится в объемах, оговоренных проектом, с разделкой и штабелированием древесины, которая затем вывозится на переработку. Просека очищается от порубочных остатков.

Сточные воды от временного поселка собираются в непроницаемые выгребы, из которых они периодически откачиваются и отвозятся спецавтотранспортом в места, указанные санэпидемстанцией. Выгребы закрываются деревянными крышками.

Вода для хозяйственно-питьевых нужд привозная, из сетей и источников населенного пункта, что исключает ее забор из естественных водоемов.

При строительстве отсутствуют технологические процессы с вредными выбросами в атмосферу, почву и водоемы, поэтому мероприятия по их локализации и удалению настоящим проектом не предусматривались.

После завершения строительно-монтажных работ территория строительства должна быть приведена в состояние, пригодное для использования по прямому назначению.

При сооружении ПС значительное внимание следует уделять противопожарным мероприятиям. В жилых поселках, на территориях складов и мест стоянок машин и механизмов необходимо иметь полные комплекты средств пожаротушения (огнетушители, помпы, багры, ведра и др.) в соответствии с типовыми правилами пожарной безопасности.

12.2.2 Источники шумового воздействия

При строительстве ПС, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума

Перечень источников шумового воздействия в период эксплуатации приведён в таблице 12.1 [2].

Таблица 12.1 – Перечень источников шума в период эксплуатации

Наименование	Количество	Номер источника шума	Шумовая хар-ка, дБА
Трансформатор силовой масляный ТДН-25000/110/6 ХЛ1	2	ИШ №1-2	89,0

Произведем необходимые расчеты.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 50 дБА.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет (при $S_{ном} = 25$ МВА, $U_{ном} = 110$ кВ) [2]:

$$L_{PA} = 89 \text{ дБА};$$

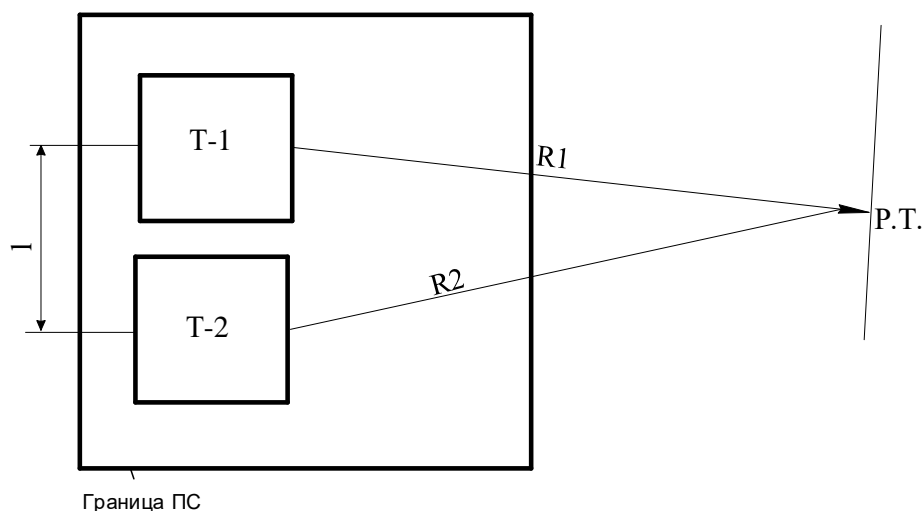


Рисунок 12.1 – Схема расположения трансформаторов и расчетной точки

1) Т.к. расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен [2]:

$$L_{WAS} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{Wai}}; \quad (12.1)$$

$$L_{WAS} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot 89} = 92 \text{ дБА}$$

где n – количество источников шума (ТМ);

L_{Wai} – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$. Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории [2]:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{WAS} - DV_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (12.2)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (92 - 50)}}{2\pi}} = 50,28 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{CЗЗ}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму. Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 50,28 м.

12.3 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность обеспечивается [25]:

- системой предотвращения пожара;
- системой противопожарной защиты;
- организационно-техническими мероприятиями по обеспечению пожарной безопасности.

Предотвращение пожара достигается исключением условий образования горючей среды и исключением условий образования в горючей среде источников зажигания. На территории объекта это реализуется следующими способами:

- применение негорючих средств и материалов;
- установка пожароопасного оборудования на открытой площадке;
- применение пожароопасной зоны;
- электрооборудования, соответствующего классу
- устройство молниезащиты зданий, сооружений и оборудования, а также защиты от вторичных проявлений молний (заземление);
- установкой системы релейной защиты и автоматики (РЗА), обеспечивающей обесточивание оборудования при нарушениях режима работы и внутренних повреждениях (в том числе при коротких замыканиях).

Противопожарная защита объекта достигается:

- применением объемно-планировочных решений и средств, обеспечивающих ограничение распространения пожара за пределы очага;
- устройством эвакуационных путей, удовлетворяющих требованиям безопасной эвакуации людей при пожаре;
- устройством систем обнаружения пожара (пожарной сигнализации), оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре;
- применение средств индивидуальной защиты;
- применением основных строительных конструкций с пределами огнестойкости и классами пожарной опасности, соответствующими требуемым степени огнестойкости и классу конструктивной пожарной опасности зданий и

сооружений, а также с ограничением пожарной опасности поверхностных слоев строительных конструкций на путях эвакуации;

– устройством аварийного слива пожароопасных жидкостей; применением первичных средств пожаротушения;

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при аварии трансформатора проектом предусматривается устройство маслоприемников, маслоотводоов и маслоборника.

Противопожарные разрывы между зданиями и сооружениями подстанции приняты из расчета нераспространения пожара .

Расстояние между проектируемым оборудованием ОРУ, ячейками РУ- 6 кВ и блоками ОПУ определяется требованием ПУЭ (седьмое издание).

Противопожарное расстояние от маслonaполненного оборудования (силового трансформатора) до модульных зданий ОПУ и РУ- 6 кВ, определяется требованием ПУЭ (седьмое издание) и составляет более 16 м, что соответствует норме [11].

12.3.1 Описание и обоснование проектных решений по наружному противопожарному водоснабжению, по определению проездов и подъездов для пожарной техники

Наружный водопровод и противопожарные резервуары в проекте ПС Покровка не предусматриваются. Тушение пожара осуществляется пожарной техникой, находящейся в расположении местной противопожарной службы ОАО «Покровский рудник».

Подъезд к подстанции осуществляется по гравийной дороге шириной 4,5м. На территории ПС существует въезд, расположенный с северной стороны ПС. Ширина ворот въезда 4,7 м [11].

Внутриплощадочные дороги и проезды имеют ширину 3,5м, а проезд вдоль силовых трансформаторов - 4,5 м [11].

Компоновка ПС и отсыпка площадки щебеночным грунтом обеспечивает беспрепятственный доступ пожарной техники к оборудованию ПС. С учетом возможности передвижения пожарной техники по покрытой щебнем поверхности земли, примыкающей к проезжей части внутриплощадочных дорог.

12.3.2 Описание и обоснование принятых конструктивных решений, степени огнестойкости и класса пожарной опасности строительных конструкций

Все строительные конструкции в проекте ОРУ 110 кВ и 35 кВ выполняются из негорючих материалов:

- а) фундаменты под оборудование - железобетонные;
- б) кабельные лотки и каналы, плиты перекрытия кабельных лотков и каналов - сборные железобетонные;
- в) конструкции порталов и молниеотводов - стальные.

Устанавливаемые на территории подстанции блоки ОПУ и ячейки РУ - 6 кВ заводского изготовления имеют степень огнестойкости 11, класс пожарной опасности строительных конструкций -КО.

Все строительные конструкции ОПУ и РУ - 6 кВ приняты из негорючих материалов с допустимым пределом огнестойкости конструкций для зданий 11 степени огнестойкости.

Несущие конструкции каркаса и кровли блоков ОПУ и ячеек РУ -6 кВ - металлические.

Несущие наружные стены блоков ОПУ выполнены из трехслойных панелей, утеплителем которых служат негорючие минераловатные плиты на синтетическом связующем. Ячейки РУ -6 кВ имеют теплоизоляцию из пенополиуретана.

Предел огнестойкости несущих элементов ОПУ и РУ -6 кВ - R90.

12.3.3 Описание и обоснование проектных решений по обеспечению безопасности людей при возникновении пожара

Эвакуационные пути и выходы» направлены на [25]:

- своевременную беспрепятственную эвакуацию людей;
- спасение людей, которые могут подвергнуться воздействию опасных факторов пожара (ОФП);
- защиту людей на путях эвакуации от воздействия ОФП.

В помещениях ОПУ и РУ- 6 кВ имеются эвакуационные выходы непосредственно наружу.

Подстанция работает с постоянным присутствием обслуживающего персонала. За счет удобных и коротких путей эвакуации, наличия противопожарных стен и перегородок в помещениях ОПУ и РУ- 6 кВ, препятствующих распространению пожара, персонал сможет безопасно покинуть территорию подстанции через распашные ворота, расположенные с северной стороны ПС.

Присутствие на территории других людей, не входящих в состав оперативно-выездных бригад, невозможно, так как осуществлять какие-либо работы на территории подстанции возможно только при наличии специального допуска. Кроме того, площадка подстанции имеет ограждение высотой не менее 2,4 м, что предотвращает попадание на ее территорию посторонних лиц.

Воздействие ОФП при возникновении аварийной ситуации (разгерметизации трансформатора, пролив трансформаторного масла и последующее его возгорание) не выходит за пределы площадки ПС.

12.3.4 Перечень мероприятий по обеспечению безопасности подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара

По территории подстанции предусмотрено устройство пожарных проездов и подъездных путей для пожарной техники, совмещенных с функциональными проездами и подъездами [11].

Здания и сооружения подстанции должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения и спасения людей лицами, уполномоченными владеть, пользоваться или распоряжаться этими зданиями и сооружениями.

Область применения средств пожаротушения на ПС Покровка по виду горючего материала - Е.

Особенностью тушения пожара оборудования, находящегося под напряжением, является невозможность снять напряжение переменного и постоянного тока с цепей вторичной коммутации из-за недопустимости потери управления оборудованием, что может привести к тяжелым последствиям для технологии энергетического производства и режима работы энергосистемы.

На каждом энергетическом предприятии распоряжением главного инженера (технического руководителя) определяется конкретное оборудование,

которое по условиям технологии не может быть обесточено в случае возникновения пожара.

Для помещений (сооружений) с энергетическим оборудованием, которое не может быть обесточено при пожаре, корректируются (или разрабатываются вновь) оперативные карточки действий при пожаре. В них указываются:

- расположение не обесточенного оборудования;
- необходимые операции по отключению энергетического оборудования, находящегося в зоне пожара;
- места размещения заземляющих устройств, защитных средств и средств пожаротушения;
- возможные маршруты движения боевых расчетов к месту пожара.

На тушение энергетического оборудования под напряжением, необходимо иметь заранее оформленный допуск.

12.3.5 Сведения о категории зданий, сооружений, помещений, оборудования и наружных установок по признаку взрывопожарной и пожарной опасности

Пожароопасная зона, где устанавливаются силовые трансформаторы, относится к классу П-111. Электрооборудование, находящееся в пределах пожароопасной зоны, пожарозащищенное [25].

Силовые трансформаторы относятся к установкам, в технологическом процессе которых участвует горючая жидкость, (трансформаторное масло), и их можно отнести к категории ВН по пожарной опасности.

ОПУ и РУ- 6 кВ относятся к категории В4 по пожарной опасности.

12.3.6 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и оборудованию автоматической пожарной сигнализацией

Оснащение силовых трансформаторов 110 кВ мощностью до 63 МВА, принятых в проекте ПС, автоматическими установками пожаротушения (АУПТ) и автоматической сигнализацией (АУПС) не требуется.

Защита автоматическими установками пожаротушения помещений ОПУ и РУ - 6 кВ категорий В4 по пожарной опасности, не требуется.

12.3.7 Описание и обоснование необходимости размещения оборудования противопожарной защиты,

В целях обеспечения пожаробезопасности проектируемого технологического оборудования предусмотрены следующие мероприятия:

– при выборе электротехнического оборудования предпочтение отдано типам в пожаробезопасном исполнении;

– силовые и контрольные кабели удовлетворяют требованиям невосгораемости с индексом НГ-LS;

– первичное оборудование, замедляющее устройство (ЗУ) ПС, устройство РЗА и ПА, ТМ информационно - вычислительного комплекса электроустановки, а так же вторичные цепи отвечают требованиям электромагнитной совместимости (ЭСМ).

В связи с тем, что в проекте ПС Покровка устанавливается оборудование в пожаробезопасном исполнении и предусмотрены мероприятия обеспечивающие пожаробезопасность оборудования, размещение оборудования противопожарной защиты не требуется.

12.3.8 Описание организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности ПС

Организационно-технические мероприятия включают в себя [12]:

– создание на объекте специальной службы, осуществляющей контроль эксплуатации и техническое обслуживание систем и средств противопожарной защиты, или привлечение для выполнения данных задач специализированной организации, имеющих соответствующие лицензии МЧС РФ;

– организацию обучения персонала правилам пожарной безопасности;

– разработку мероприятий по действиям администрации, охраны, работающих на случай возникновения пожара и при организации эвакуации людей;

– разработку инструкций о мерах пожарной безопасности, оперативных карточек пожаротушения на объектах энергосистемы, планов и графиков проведения противопожарных тренировок, обучение и проверки знаний

персонала, технического надзора за системами пожарной защиты, а также другой документации в соответствии с требованиями ПТЭ.

На ПС должны быть разработаны инструкции о мерах пожарной безопасности. Инструкции должны быть разработаны на основе правил пожарной безопасности, нормативно-технических, нормативных и других документов, содержащих требования пожарной безопасности, исходя из специфики пожарной опасности технологического и производственного оборудования.

В инструкциях о мерах пожарной безопасности отражаются следующие вопросы [14]:

- порядок содержания территории и помещений, в том числе эвакуационных путей;
- мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ;
- порядок и нормы хранения и транспортировки взрывопожарных веществ и пожароопасных веществ и материалов;
- места курения, применения открытого огня и проведения огневых работ;
- обязанности и действия работников при пожаре, в том числе: правила вызова пожарной охраны; порядок аварийной остановки технологического оборудования; порядок отключения вентиляции и электрооборудования; правила применения средств пожаротушения; порядок эвакуации горючих веществ и материальных ценностей;
- порядок осмотра и приведения в пожаровзрывобезопасное состояние всех помещений ПС;
- применением средств индивидуальной защиты;
- оборудование ПС первичными средствами пожаротушения.

Выбор типа огнетушителей на объекте производится в зависимости от класса пожара горючих веществ и материалов. Пожары, связанные с горением электроустановок относятся к классу Е.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе было произведено проектирование ПС Покровка для осуществления питания потребителей АО «Покровский рудник», ОПР «Пионер». Проектируемая ПС расположена в северном районе Амурской области.

Подстанция располагается за пределами ограждения ПС Покровка. Исполнение подстанции принято РУ-110 кВ по схеме №110-4Н. «Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий» и открытой установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА.

Выбрано и проверено первичное оборудование, к установке приняты элегазовые баковые выключатели 110 кВ ВБТ-110 со встроенными трансформаторами тока ТВ-110, разъединители 110 кВ РДЗ-110, выключатели 35 кВ С-35 со встроенными трансформаторами тока ВМ-35, разъединители РДЗ-35. Для 6 кВ приняты выключатели ВВ/TEL, трансформаторы тока ТЛШ-10-5, трансформаторы напряжения приняты марки НАМИ.

На ПС предусмотрена установка на вводах ПС ограничителей перенапряжений типа ОПН для защиты аппаратов подстанций от перенапряжений (в т.ч. и грозových), поступающих извне (со стороны ВЛ 110 кВ). Данное требование предусмотрено опытом эксплуатации (весной 2011 г. на ПС 110/35/6 кВ Пионер от грозового перенапряжения со стороны ВЛ 110 кВ вышел из строя конденсатор связи СМП-110), установка ОПН носит практический характер.

Питание сети собственных нужд предусматривается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 6/0,4 кВ, установленных на ПС.

Для освещения ПС предусматривается установка прожекторной мачты на территории ОРУ. Молниезащита выполняется молниеотводами, установленными на прожекторной мачте.

Оборудование, расположенное на ОРУ, устанавливается на блочные металлоконструкции повышенной заводской готовности.

В части проектирования устройств РЗА принято решение о применении на ПС Покровка для релейной защиты и автоматики микропроцессорных терминалов типа Экра. Расчёт уставок выбранных защит осуществлён согласно действующим руководящим указаниям и рекомендациям фирм-изготовителей.

Так же были рассмотрены вопросы охраны труда на ПС, безопасности и экологичности. В частности проектируемая подстанция 110/35/6кВ Покровка по принципу работы, является слабо загрязняющим природную среду объектом, при нормальном режиме эксплуатации.

По завершении строительно-монтажных работ предусмотрено восстановление микрорельефа и благоустройство территории подстанции.

Намеченные цели ВКР были достигнуты, спроектированная ПС Покровка в ВКР при должном уровне дальнейшей проработки может быть принята к осуществлению.

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: 15.03.2023);
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: 15.03.2023);
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: 15.03.2023);
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: 12.03.2023);
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>.
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: 17.02.2023);

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: 02.03.2023);

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: 04.03.2023).

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. Грозовые 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: 13.03.2023);
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: 28.02.2023);
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 26.03.2023 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> (Дата обращения: 11.03.2023);
25. Федеральный закон от 22.07.2008 г. №123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/902111644> (Дата обращения: 11.03.2023);
26. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002.

27. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ПАО «ФСК ЕЭС».

28. СП 131.13330.2018 «Строительная климатология» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/554402860> (Дата обращения: 20.04.2023).

29. Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ», утвержденный приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09 июля 2012 г. № 385 (в редакции приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 21 октября 2014 г. № 477) [Электронный ресурс] <https://abk-63.ru/article/opredelenie-stoimosti-stroitelstva-ps-po-ukрупnennym-pokazatelyam> (Дата обращения: 16.04.2023).

30. Электробезопасность [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с. : ил. - Б. ц.

31. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : метод. указания к самост. работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 87 с. - Б. ц.