

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 18 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрической сети Хабаровского края в связи с подключением горно-обогатительного комбината по освоению Правоурмийского месторождения олова

Исполнитель

студент группы 542062

 18.06.19
подпись, дата

М.К. Дао

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

 18.06.19
подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

 13.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

 18.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Даво Максима
Кузнецова

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование электрической сети Хабаровского края в связи с подключением
однофазного котельного пункта по объекту Хабаровского метрополитена
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-ц)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2019 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по
предыдущей практике, социальная схема Хабаровского края

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Климатическая и географическая характеристика района, расчет и
анализ установившихся режимов, реконструкция подстанции

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - 6;
таблицы - 39; программные продукты - 6

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности
А.Б. Булаков

7. Дата выдачи задания 05.04.2019 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Коржнев А.А. доцент, к.т.н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019 г.
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 107 с., 16 рисунков, 39 таблиц, 20 источников.

ХАРАКТЕРИСТИКА, РЕЖИМ, ВАРИАНТЫ, ГЛАВНАЯ СХЕМА, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция электрических сетей напряжением 220 – 35 кВ Верхнебуреинского района Хабаровского края в связи с подключением горнообогатительного комбината по добыче олова.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование подстанции «Правоурмийская» напряжением 220/10 кВ и подключение ее к электрической сети Хабаровского края.

Задача выпускной квалификационной работы состоит в производстве расчета режима электрической сети, рабочих токов и токов короткого замыкания. Произвести выбор основного электрического оборудования указанных выше подстанций. Выполнить расчет молниезащиты и защитного заземления проектируемой подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Краткая характеристика Верхнебуреинского района	8
1.1 Географическая характеристика района	8
1.2 Климатическая характеристика района	10
1.3 Характеристика энергосети Верхнебуреинского района	11
2 Расчет режима действующей электрической сети	13
3 Разработка вариантов конфигурации электрической сети	27
4 Выбор главной схемы ПС «Правоурмийская»	29
4.1 Выбор сечений питающих линий ПС «Правоурмийская»	30
4.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	31
5 Расчет токов короткого замыкания	33
6 Выбор оборудования	40
6.1 Выбор комплектных распределительных устройств	40
6.2 Выбор выключателей	41
6.3 Выбор и проверка разъединителей	44
6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	45
6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	48
6.6 Выбор шинных конструкций	51
6.7 Выбор опорных изоляторов	54
6.8 Выбор проходных изоляторов	57
6.9 Выбор ограничителя перенапряжений	58
6.10 Выбор и проверка ТСН	61
6.11 Выбор и проверка устройства ВЧ обработки линии	61
7 Релейная защита и автоматика	63
7.1 Основные типы защит трансформаторов	63
7.2 Газовая защита трансформатора	64
7.3 Дифференциальная защита трансформаторов	65

8	Изоляция и перенапряжения	60
8.1	Общие положения	60
8.2	Расчёт заземлителя	70
8.3	Расчёт молниезащиты	75
8.4	Анализ грозоупорности	78
9	Безопасность и экологичность	83
9.1	Безопасность	83
9.2	Экологичность	87
9.3	Чрезвычайные ситуации	94
10	Экономическое сравнение вариантов реконструкции сети	97
10.1	Расчет капиталовложений	97
10.2	Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП	97
10.3	Расчет капиталовложений на строительство ПС	100
10.4	Расчет эксплуатационных издержек	102
10.5	Сравнение приведенных затрат	104
	Заключение	105
	Библиографический список	106

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СКОРАЩЕНИЯ

ВЗ – высокочастотный заградитель;

ВЛ – Воздушная линия;

ВН – Высокое напряжение;

КЗ – Короткое замыкание;

ЛЭП – Линия электропередач;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – Низкое напряжение;

ОРУ – Открытое распределительное устройство;

ПС – Подстанция;

РЗ – Релейная защита;

СН – Среднее напряжение;

СЭС – Система электроснабжения;

ТП – Трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ЭС – Электрическая сеть.

ВВЕДЕНИЕ

Хабаровский край является важной муниципальной единицей Дальнего Востока. Реализация стратегических направлений обеспечит плановое развитие востока России, ее социально-экономического уровень, что скажется и на жизни населения в целом.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается план обеспечения электроснабжением Горно-обогатительного комбината по добыче олова «Правоурмийский» (ГОК Правоурмийский).

Актуальность данной ВКР заключается в том, что вводимые новые предприятия промышленного масштаба, связаны с развитием того или иного края, что, в свою очередь, провоцирует постоянное развитие и модернизацию электрических сетей, чтобы обеспечить качественное и надёжное электроснабжения потребителей.

Целью и задачей данной работы является проектирование ПС «Правоурмийская» для электроснабжения строящейся части ГОК «Правоурмийская». Будет произведен анализ действующей сети и разработка вариантов подключения строящейся ПС, выбор схемы распределительного устройства, так-же выбор оборудования и систем защит, рассмотрена часть, связанная с безопасностью жизнедеятельности и экономический аспект.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СКОВОРОДИНСКОГО РАЙОНА

1.1 Географическая характеристика района

Хабаровский край расположен в центре южной половины Дальнего Востока. Ближайшие российские соседи Хабаровского края - Приморский край, Амурская, Еврейская автономная и Магаданская области, Якутия. От Сахалина край отделяют проливы Татарский и Невельского. Зарубежный сосед - Китай.

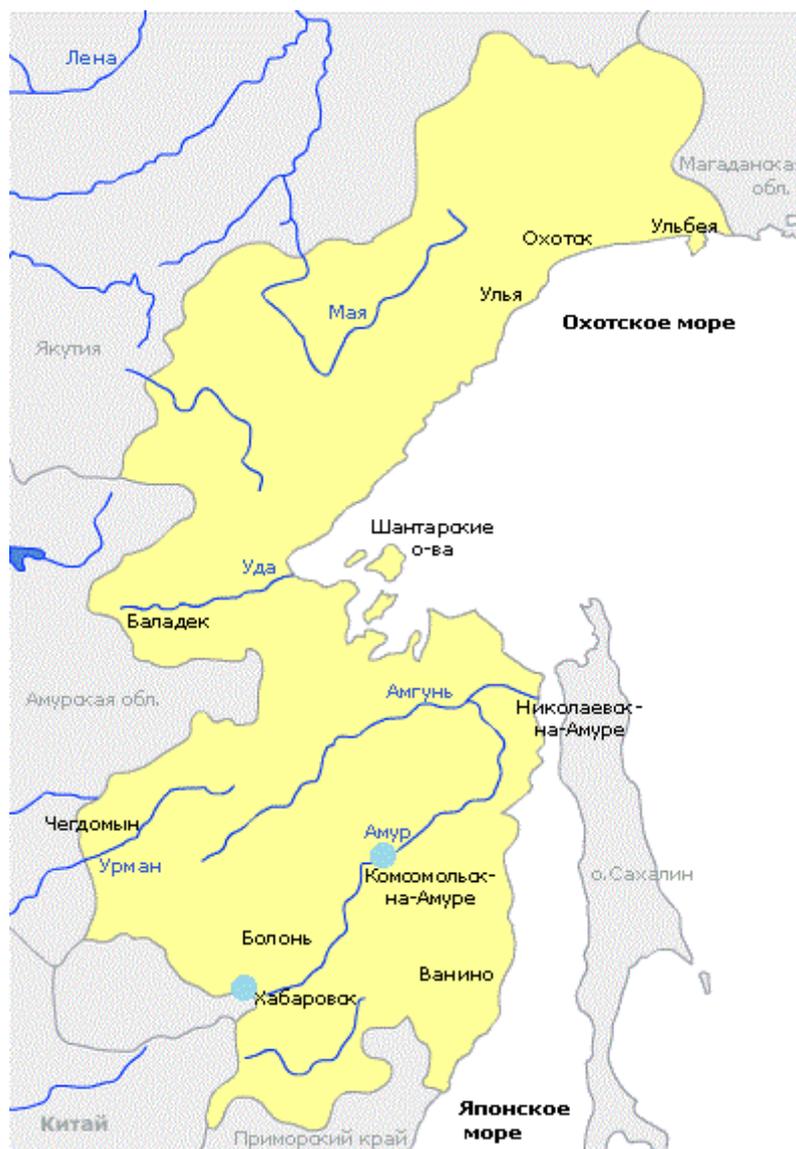


Рисунок 1 – Карта Хабаровского края

Хабаровский край омывается с востока Охотским и Японским (Татарский пролив) морями. Протяженность береговой линии (включая острова, крупнейшие из которых Шантарские) - 3390 километров.

На побережье Татарского пролива выделяются удобные для сооружения портов акватории - залив Чихачева, бухта Ванино и особенно - уникальный комплекс глубоководных, хорошо защищенных и обширных бухт, образующих залив Советская Гавань. Этот залив, а также соседняя бухта Ванино доступны для судов и в зимний период. Для края характерна хорошо развитая речная сеть. Большая ее часть относится к бассейну Тихого океана (реки Амурского бассейна), меньшая - к бассейну Ледовитого океана (реки Ленского бассейна).

Хабаровский край - один из самых крупных регионов Российской Федерации. Его площадь - 788,6 тысяч квадратных километров, что составляет 4,5 процента территории России и 12,7 процента - Дальневосточного экономического района. Территория края простирается с севера на юг почти на 1800 километров и с запада на восток на 125 - 750 километров. Расстояние от его центра до Москвы по железной дороге - 8533 км, по воздуху - 6075 км.

Край включает 17 административных районов, 7 городов, 29 поселков городского типа.

На территории края преобладает горный рельеф (свыше 70% территории). Восток занимают хребты: Сихотэ-Алинь (наивысшая точка - г. Тардоки-Яни, 2077 м), Прибрежный; юго-запад - Турана, Буреинский, Баджальский, Ям-Алинь (с высотами от 750-1000 м до 2000-2500 м); на севере - Юдомский, Сунтар-Хаята (до 2933 м); и Юдомо-Майское нагорье (800-1200 м) - на северо-западе. Наиболее обширные низменности: Нижне- и Средне-амурская, Эворон-Тугурская - на юге и центре области, Охотская - на севере. Горные районы Хабаровского края расположены в таежной зоне.

1.1 Климатическая характеристика района

Климат умеренно-муссонный, с холодной малоснежной зимой и жарким влажным летом. Средняя температура января: от -22°C на юге, до -40 градусов на севере; июля: от $+11^{\circ}\text{C}$ - в приморской части, до $+21^{\circ}\text{C}$ во внутренних и южных районах. Осадков в год выпадает от 400 мм на севере до 800 мм на юге и 1000 мм на восточных склонах Сихотэ-Алиня. Все необходимые характеристики района сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Расчетная величина
1	2
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	4
Район по гололеду	II
Нормативная стенка гололеда, мм	10
Низшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-43
Среднегодовая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	2,4
Высшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	36,7
Число грозных часов в год	20-40
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	3
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<40
Вес снегового покрова, $\text{кг}/\text{м}^2$	120
Продолжительность отопительного периода, сут.	221
Температура гололедообразования, $^{\circ}\text{C}$	-10
Степень загрязнения атмосферы	III
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	2,81
Сейсмичность района, балл.	6
Глубина протаивания грунта на начало грозной деятельности, м	1,0-1,5

ностью по 25 МВА. Распределительное устройство выполнено по схеме мостик с выключателем и ремонтной перемычкой со стороны линии.

Подстанция «Березовая» 220/35/10 кВ запитывается одноцепной воздушной линией от ПС «Горин», протяженность линии 113,3 км, так-же выполнена проводом марки АС-240/32. На подстанции установлена пара трехобмоточных трансформаторов 220/35/10 кВ мощностями 25 МВА, аналогичных с ПС «Сулук» и «Джамку».

Тупиковая ПС 35/10 кВ «Дуки» питается от ПС «Березовая» по ВЛ 35 кВ АС-120, протяженностью 17,6 км. На подстанции установлены трансформатор 35/6 кВ номинальной мощностью 2,5 МВА и двухобмоточный трансформатор 35/6 кВ мощностью 1,6 МВА, соединенный перемычкой на расстоянии 1,3 км проводом марки АС-185.

Подстанция 220/35/10 кВ «Горин», питается от ПС «Старт». На подстанции установлена пара трехобмоточных трансформаторов, аналогичных вышеперечисленным ПС со схожими уровнями напряжений 220/35/10 кВ, мощностью 25 МВА каждый.

2 РАСЧЕТ РЕЖИМА ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Главной задачей при эксплуатации электрических сетей является поддержание в них максимально стабильного напряжения, приближенного к номинальному значению, частоты сети и требуемой пропускной способности.

Режимом работы ЭС называется ее состояние, определяемое значениями мощностей, напряжений, токов, частоты, характеризующих процесс производства, преобразования, передачи и распределения энергии и называемых параметрами режима.

Целью электрического расчета сети является определение параметров режимов, выявление возможностей дальнейшего повышения экономичности работы сети и получение необходимых данных для решения вопросов регулирования напряжения.

В зависимости от состояния электрической сети и генерирующего оборудования среди установившихся режимов принято выделять: нормальные режимы, ремонтные режимы, утяжеленные (ухудшенные) режимы, послеаварийные режимы.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

Для проверки соответствия схемы требованиям надежности электропитания выполняются расчеты послеаварийных режимов при отключении наиболее загруженных линий и трансформаторов. Расчеты режимов сетей 110 кВ и выше выполняются для полной схемы сети — при всех включенных линиях и трансформаторах.

Расчет режима ЭС 220-35 кВ Верхнебуреинского района Хабаровского края произведу с помощью программно-вычислительного комплекса (ПВК) RastrWin3.

Продолжение таблицы 2

1	2	3
ПС Горин	3; 3	0,5; 0,5

Таблица 3 – Информация о воздушных линиях электропередач 220 – 35 кВ в Верхнебуреинском районе

Марка провода	Протяженность, км	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСим
1	2	3	4	5	6
АС-240/32	79,85	Ургал 220 кВ - Сулук 220 кВ	9,67	34,7	-210
	118,21	Сулук 220 кВ - Джамку 220 кВ	14,3	51,4	-307
	105,36	Джамку 220 кВ - Березовая 220 кВ	12,7	45,8	-274
	113,33	Березовая 220 кВ - Горин 220 кВ	13,7	40,3	-295
АС-185	78,89	Березовая 35 кВ - Бриакан 35 кВ	12,8	-	-
	1,31	отп - Дуки 35 кВ	0,21	-	-
АС-120	17,7	Березовая 35 кВ - Дуки 35 кВ	4,4	7,31	-

Совершив ввод данных в ПВК RastrWin3, получаю расчет нормального установившегося режима электрической сети 220 – 35 кВ Верхнебуреинского района Хабаровского края, перетоки мощностей в линиях и напряжения на шинах подстанций.

где $P_{нач}$, $Q_{нач}$ – активная и реактивная мощность в начале линии, МВт, МВар

I_{\max} – максимальный ток линии, А

$P_{\text{кон}}, Q_{\text{кон}}$ – активная и реактивная мощность в конце линии, МВт, МВар

dP, dQ – потери активной и реактивной мощности в линии, МВт, МВар

Запишем результаты расчета действующего режима в таблицы.

Таблица 4 - Результаты вычисления нормального режима ЭС

ЛЭП	$P_{\text{нач}}$	$Q_{\text{нач}}$	I_{\max}	$P_{\text{кон}}$	$Q_{\text{кон}}$	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
Ургал 220 кВ - Сулук 220 кВ	-15	10	47	-15	0	0,05	0,17
Сулук 220 кВ - Джамку 220 кВ	-20	19	69	-19	4	0,14	0,51
Джамку 220 кВ – Березовая 220 кВ	21	-32	130	22	-44	0,50	1,80
отп - Дуки 35 кВ	-3	-1	57	-3	-1	0,04	0,07
Березовая 220 кВ - Горин 220 кВ	-6	25	69	-6	11	0,11	0,38
Березовая 35 кВ - Бриакан 35 кВ	-3	-1	50	-3	-1	0,02	0,17

Таблица 5 – Напряжения на шинах подстанций Верхнебуреинской РЭС 220-35 кВ при нормальном режиме сети

Подстанция	Напряжение		
	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{сн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$
1	2	3	4
ПС Ургал	228,12	114,11	36,29
ПС Сулук	228,02	35,93	10,17
ПС Джамку	226,69	36,77	10,41
ПС Березовая	223,59	35,53	10,06

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
ПС Дуки	34,30	-	9,32
ПС Бриакан	34,48	-	5,72
ПС Горин	223,56	36,17	10,24

Для имитации аварийного режима отключаю самый загруженный участок ЭС Верхнебуреинского района. Самой загруженной линией является Ургал-Сулук.

Таблица 6 - Результаты вычисления аварийного режима ЭС

ЛЭП	P_нач	Q_нач	I _{max}	P_кон	Q_кон	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
Сулук 220 кВ - Джамку 220 кВ	-4	9	26	-4	-6	0,01	0,02
отп - Дуки 35 кВ	-3	-1	57	-3	-1	0,04	0,07
Джамку 220 кВ - Березовая 220 кВ	6	-23	95	6	-36	0,23	0,84
Березовая 220 кВ - Горин 220 кВ	-6	25	69	-6	11	0,11	0,38
Березовая 35 кВ – Бриакан 35 кВ	-3	-1	50	-3	-1	0,10	0

Таблица 7 – Напряжения на шинах подстанций Верхнебуреинской РЭС 220-35 кВ в аварийном режиме сети

Подстанция	Напряжение		
	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
1	2	3	4
ПС Сулук	225,78	35,59	10,07
ПС Джамку	230,33	36,62	10,36
ПС Березовая	223,58	35,53	10,06

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
ПС Дуки	33,65	-	9,32
ПС Бриакан	34,48	-	5,72
ПС Горин	227,56	36,17	10,24

После введения предложенной реконструкции распределительной сети 220 – 35 кВ с рассечкой режим электрической сети будет следующим.

Таблица 8 - Результаты вычисления нормального режима ЭС после реконструкции с рассечкой

ЛЭП	P_нач	Q_нач	I_max	P_кон	Q_кон	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
Ургал 220 кВ - Сулук 220 кВ	-20	-10	74	-19	-19	0,13	0,45
отп - Дуки 35 кВ	-3	-1	57	-3	-1	0,04	0,07
Березовая 220 кВ - Горин 220 кВ	-6	25	69	-6	11	0,11	0,38
Джамку 220 кВ – Березовая 220 кВ	40	-14	127	41	-25	0,54	1,93
Березовая 35 кВ - Бриакан 35 кВ	-3	-1	49	-3	-1	0,09	0
Сулук 220 кВ - Правоур-мийская 220 кВ	-24	0	70	-24	10	0,14	0,49
Джамку 220 кВ - Правоур-мийская 220 кВ	-38	-24	118	-38	-8	0,50	1,79

Таблица 9 – Напряжения на шинах подстанций Верхнебуреинской РЭС 220-35 кВ при нормальном режиме сети после реконструкции с рассечкой

Подстанция	Напряжение		
	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
1	2	3	4
ПС Сулук	225,78	35,59	10,07
ПС Дзамку	233,51	37,13	10,51
ПС Березовая	230,58	36,65	10,38
ПС Дуки	34,84	-	9,69
ПС Бриакан	36,65	-	5,92
ПС Горин	227,56	36,17	10,24
ПС Ургал	211,31	105,63	33,60
ПС Правоур- мийская	226,51	36,00	10,19

Для имитации аварийного режима после реконструкции, отключаю самый загруженный участок ЭС Верхнебуреинского района. Самой загруженной линией является Ургал-Сулук.

Таблица 10 - Результаты вычисления аварийного режима ЭС после реконструкции с рассечкой

ЛЭП	P_нач	Q_нач	I _{max}	P_кон	Q_кон	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
Сулук 220 кВ - Правоур- мийская 220 кВ	-4	10	56	-4	20	0,06	0,21
отп - Дуки 35 кВ	-3	-1	57	-3	-1	0,04	0,07
Правоурмийская 220 кВ – Дзамку 220 кВ	-35	-21	109	-34	-6	0,06	0,21

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8
Джамку 220 кВ – Березовая 220 кВ	37	-16	124	37	-26	0,51	1,83
Березовая 220 кВ - Горин 220 кВ	-6	24	69	-6	11	0,11	0,39
Березовая 35 кВ – Бриакан 35 кВ	-3	-1	50	-3	-1	0,02	0,17

Таблица 11 – Напряжения на шинах подстанций Верхнебуреинской РЭС 220-35 кВ в аварийном режиме сети после реконструкции с рассечкой

Подстанция	Напряжение		
	Uвн, кВ	Uсн, кВ	Uнн, кВ
1	2	3	4
ПС Сулук	218,61	34,75	10,02
ПС Джамку	227,01	36,09	10,22
ПС Березовая	223,38	35,50	10,05
ПС Дуки	34,27	-	9,31
ПС Горин	219,64	34,91	9,88
ПС Бриакан	34,48	-	5,72
ПС Правоурмийская	208,89	-	9,37

Далее отключим один из трансформаторов на ПС Правоурмийская и результаты запишем в таблицы ниже.

Таблица 12 - Результаты вычисления аварийного режима ЭС после реконструкции с рассечкой

ЛЭП	P_нач	Q_нач	I_max	P_кон	Q_кон	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
Сулук 220 кВ - Правоур- мийская 220 кВ	-4	10	56	-4	20	0,06	0,21
отп - Дуки 35 кВ	-3	-1	57	-3	-1	0,04	0,07
Правоурмийская 220 кВ – Джамку 220 кВ	-35	-21	109	-34	-6	0,06	0,21
Джамку 220 кВ – Березовая 220 кВ	37	-16	124	37	-26	0,51	1,83
Березовая 220 кВ - Горин 220 кВ	-6	24	69	-6	11	0,11	0,39
Березовая 35 кВ – Бриакан 35 кВ	-3	-1	50	-3	-1	0,02	0,17

Таблица 13 – Напряжения на шинах подстанций Верхнебуреинской РЭС 220-35 кВ в аварийном режиме сети после реконструкции

Подстанция	Напряжение		
	Uвн, кВ	Uсн, кВ	Uнн, кВ
1	2	3	4
ПС Сулук	216,05	35,48	10,23
ПС Джамку	224,01	37,14	10,31
ПС Березовая	223,45	37,38	10,54
ПС Дуки	36,43	-	9,22
ПС Горин	223,43	36,91	10,48
ПС Бриакан	34,78	-	5,72

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4
ПС Правоурмийская	218,89	-	10,01

Так же сделаем расчет режимов сети другого варианта подключения после реконструкции с подключением к ОРУ ПС Сулук.

Таблица 14 - Результаты вычисления нормального режима ЭС после реконструкции с подключением к ПС Сулук

ЛЭП	P_нач	Q_нач	I _{max}	P_кон	Q_кон	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
Ургал 220 кВ - Сулук 220 кВ	-15	22	71	-15	-13	0,11	0,38
отп - Дуки 35 кВ	-3	-1	65	-3	-1	0,05	0,10
Березовая 220 кВ - Горин 220 кВ	-6	25	69	-6	11	0,11	0,38
Джамку 220 кВ – Березовая 220 кВ	52	-28	173	53	-38	1,02	3,68
Березовая 35 кВ - Бриакан 35 кВ	-3	-1	49	-3	-1	0,09	0
Сулук 220 кВ - Правоур- мийская 220 кВ	-15	-20	67	-15	-12	0,08	0,28
Сулук 220 кВ - Джамку 220 кВ	-50	15	137	-50	2	0,75	2,71

Таблица 15 – Напряжения на шинах подстанций Верхнебуреинской РЭС 220-35 кВ при нормальном режиме сети после реконструкции с подключением к ОРУ ПС Сулук

Подстанция	Напряжение		
	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
1	2	3	4
ПС Сулук	220,28	36,14	10,42
ПС Джамку	226,29	35,98	10,18
ПС Березовая	217,71	35,17	9,96
ПС Дуки	34,84	-	9,69
ПС Бриакан	34,44	-	5,66
ПС Горин	221,43	35,82	10,14
ПС Ургал	222,36	111,24	35,38
ПС Правоур- мийская	226,51	36,00	10,19

Для имитации аварийного режима, отключу самый загруженный участок ЭС Верхнебуреинского района. Самой загруженной линией является Ургал-Сулук.

Таблица 16 - Результаты вычисления аварийного режима ЭС после реконструкции с подключением к ОРУ ПС Сулук

ЛЭП	P_нач	Q_нач	I _{max}	P_кон	Q_кон	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
Сулук 220 кВ - Правоур- мийская 220 кВ	-15	-19	67	-15	-12	0,08	0,29
Сулук 220 кВ – Джамку 220 кВ	-35	-6	107	-34	-19	0,42	1,53

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8
отп - Дуки 35 кВ	-3	-1	58	-3	-1	0,04	0,07
Джамку 220 кВ – Березовая 220 кВ	37	-8	111	37	-19	0,42	1,50
Березовая 220 кВ - Горин 220 кВ	-6	25	69	-6	11	0,11	0,39
Березовая 35 кВ – Бриакан 35 кВ	-3	-1	50	-3	-1	0,02	0,17

Таблица 17 – Напряжения на шинах подстанций Верхнебуреинской РЭС 220-35 кВ в аварийном режиме сети с подключением к ОРУ ПС Сулук

Подстанция	Напряжение		
	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
1	2	3	4
ПС Сулук	211,69	34,80	10,03
ПС Джамку	221,87	35,28	9,98
ПС Березовая	216,38	34,97	9,90
ПС Дуки	33,04	-	9,14
ПС Горин	220,13	35,61	10,08
ПС Бриакан	33,90	-	5,62
ПС Правоурмийская	209,09	-	9,05

Отключим один из трансформаторов на ПС Правоурмийская и результаты запишем в таблицы.

Таблица 18 - Результаты вычисления аварийного режима ЭС после реконструкции с подключением к ОРУ ПС Сулук

ЛЭП	P_нач	Q_нач	I_max	P_кон	Q_кон	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
Сулук 220 кВ - Правоурмийская 220 кВ	-4	10	56	-4	20	0,06	0,21
отп - Дуки 35 кВ	-3	-1	57	-3	-1	0,04	0,07
Правоурмийская 220 кВ – Джамку 220 кВ	-35	-21	109	-34	-6	0,06	0,21
Джамку 220 кВ – Березовая 220 кВ	37	-16	124	37	-26	0,51	1,83
Березовая 220 кВ - Горин 220 кВ	-6	24	69	-6	11	0,11	0,39
Березовая 35 кВ – Бриакан 35 кВ	-3	-1	50	-3	-1	0,02	0,17

Таблица 19 – Напряжения на шинах подстанций Верхнебуреинской РЭС 220-35 кВ в аварийном режиме сети с подключением к ОРУ ПС Сулук

Подстанция	Напряжение		
	Uвн, кВ	Uсн, кВ	Uнн, кВ
1	2	3	4
ПС Сулук	223,02	36,57	10,54
ПС Джамку	224,53	36,44	10,31
ПС Березовая	220,45	35,67	10,10
ПС Дуки	33,80	-	9,37
ПС Горин	223,43	36,91	10,48
ПС Бриакан	34,78	-	5,72

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4
ПС Ургал	222,36	111,24	35,38
ПС Правоурмийская	222,51	-	9,58

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Если обратиться к стратегии социально-экономического развития Хабаровского края на период до 2025 года, то мы увидим тенденцию роста потребления электроэнергии и в будущем, чему способствует как естественный прирост населения, так и возникшие новые рабочие места на территории области.

Строящимся объектом в Верхнебуреинском районе является ГОК Правоурмийский под управлением «Русолово», расположенный неподалёку от села Сулук. Для электроснабжения объекта, с заявленной мощностью 30 МВт планируется строительство подстанции «Правоурмийская» 220/10 кВ. Присутствует необходимость обеспечения резервным питанием, поэтому будет целесообразно пустить электроснабжение с двух линий.

Первый вариант подключения ПС «Правоурмийская» это строительство двухцепной воздушной линии 220 кВ от подстанции «Сулук» (Рисунок 4). Длина линии будет составлять 63 км.

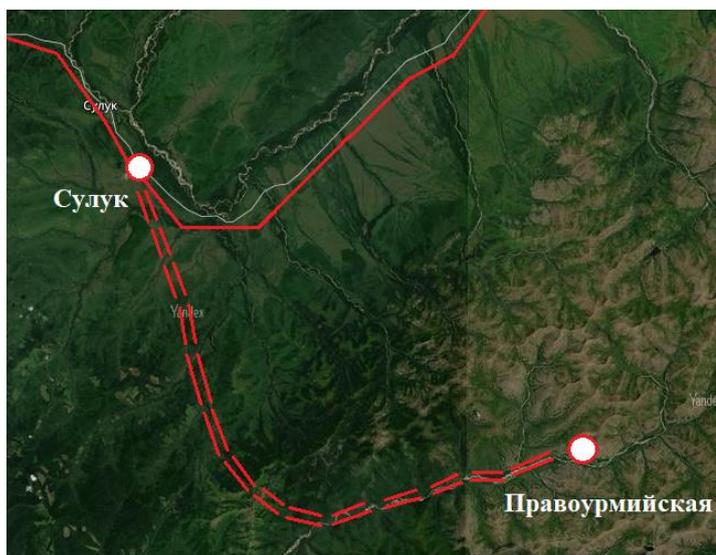


Рисунок 4 – Вариант электроснабжения ПС БАМ двухцепной линией

Второй вариант подключения электроснабжения до строящейся ПС — это подключение в рассечку воздушной линией 220 кВ между ПС «Сулук» и

ПС «Джамку» (Рисунок 5). Данная линия, протяженностью 118 км проходит рядом со станцией Сулук на расстоянии 45 км, протяженность новой линии составит 41 км.

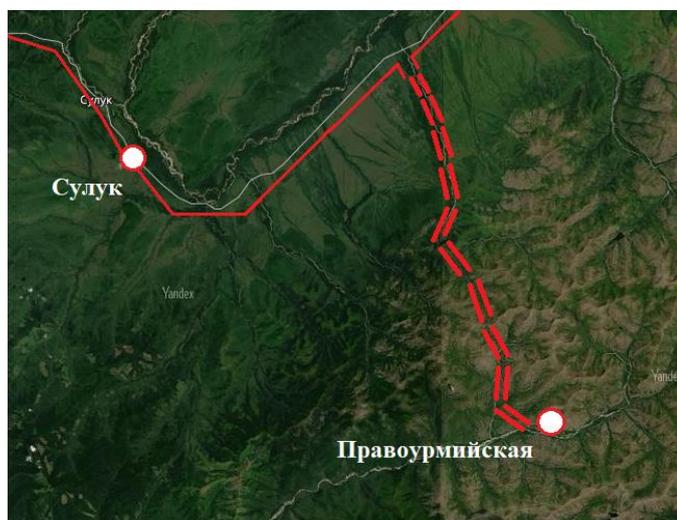


Рисунок 5 – Вариант электроснабжения ПС «Правоурмийская» в рас-
сечку линии «Сулук - Джамку»

Наиболее выгодным вариантом является второй, подключение в рассечку между ПС «Сулук» и ПС «Джамку», так как при этом варианте протяженность линии сокращается с 63 км до 41 км, количество необходимых выключателей сокращается на 2, а также нет необходимости в реконструкции ОРУ 220 кВ на ПС «Сулук».

4 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПС «Правоурмийская»

Подстанция «Правоурмийская» 220/10 кВ является тупиковой двух трансформаторной подстанцией, питающейся от двух воздушных линий 220 кВ. подстанция предназначена для питания горно-обогатительного комбината по освоению Правоурмийского месторождения олова «Русолово».

Главной схемой электрических соединений ПС является состав основного электрооборудования, сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями.

В качестве распределительного устройства на стороне высокого напряжения 220 кВ выбираю типовую схему 5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. Данная схема применяется для классов напряжения 35-220 кВ и рекомендуется проходных двух-трансформаторных ПС питаемых по двум воздушным линиям. Данная схема удовлетворяет требованиям ПС «Правоурмийская», обеспечивает надежность, экономичность, простоту и безопасность эксплуатации.

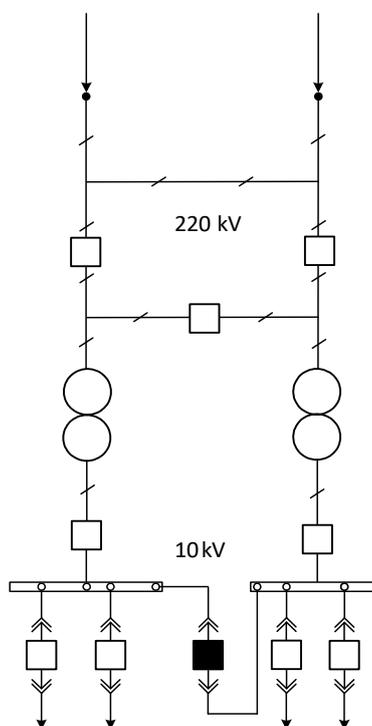


Рисунок 6 – Главная схема подстанции

4.1 Выбор сечений питающих линий ПС «Правоурмийская»

Реактивные составляющие максимальных нагрузок принимаю равными с учетом коэффициента реактивной мощности, для сети с номинальным напряжением 10 кВ $\text{tg}(\varphi)$ не выше 0,4. Так как отсутствуют данные то потребление реактивной мощности ПС «Правоурмийская» будет равно

$$Q_H = 30 \cdot 0,4 = 12 \text{ Мвар}$$

Воздушная линия электропередач, к которой будем подключать подстанцию, выполнена сталеалюминевым проводом марки АС-240/32. Целесообразно будет использовать для подключения провод той же марки, что и используется на линии, для чего его необходимо проверить по допустимому длительному току.

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_M^2 + Q_H^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} \quad (1)$$

где P_M , Q_H – потоки активной и реактивной мощностей, МВт, Мвар;

n – количество цепей;

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

$$I_{max} = \frac{\sqrt{30^2 + 12^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 0,042 \text{ кА}$$

Определяю расчетный ток на участках линий

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t \quad (2)$$

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

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

$$\alpha_i = 1,05;$$

$$\alpha_t = 1,07.$$

$$I_p = 0,042 \cdot 1,05 \cdot 1,07 = 0,047 \text{ кА}$$

Для АС-240/32 допустимый длительный ток равен $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$

Провод сечения АС-240/32 удовлетворяет требованиям для подключения подстанции в рассечку.

4.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Исходными данными при выборе мощности силовых трансформаторов является активная и реактивная мощность, передаваемая через силовой трансформатор:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{н}}^2}}{2 \cdot K_3} \quad (3)$$

где $P_{\text{ср}}$ – среднее значение активной мощности, МВт;

$Q_{\text{н}}$ – некомпенсированная реактивная мощность, Мвар;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора (для потребителя II категории 0,7).

$$S_p = \frac{\sqrt{30^2 + 12^2}}{2 \cdot 0,7} = 23,08 \text{ МВА}$$

Мощность трансформатора выбирается из нормального ряда выпускаемых трансформаторов. Значение номинальной мощности должно превосходить значения расчетной. На подстанции «Правоурмийская» выбираю два трехфазных двухобмоточных трансформатора ТДН – 25000/220 УХЛ1.

Выбранный трансформатор проверяю по коэффициенту загрузки:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{ном.тр}}} \quad (4)$$

При работе двух трансформаторов

$$K_3 = \frac{23,08}{2 \cdot 25} = 0,46$$

При работе одного трансформатора (послеаварийный режим)

$$K_3 = \frac{23,08}{1 \cdot 25} = 0,92$$

Проверка показывает, что данный трансформатор подходит по коэффициенту загрузки, что доказывает правильность выбора трансформатора.

Таблица 20 – Каталожные данные трансформатора

ТДН-25000/220	Напряжение обмоток, кВ	Напряжение короткого замыкания, %
1	2	3
Обмотка ВН	230	11,5
Обмотка НН	11	

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов короткого замыкания проводятся для правильного выбора и проверки параметров выбранного электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Расчет токов короткого замыкания с учетом действительных характеристик и действительного режима работы весьма сложен. Тем не менее, для решения задачи выбора и проверки оборудования, как правило, вводятся условности, упрощающие дальнейшие расчеты, но увеличивающие погрешность вычисления. К таким допущениям относят следующее:

- фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса КЗ;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независимыми от тока индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкости проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- считается, что трехфазная система является симметричной;
- влияние нагрузки на ток КЗ не учитывают;
- При вычислении ток КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением сети.

Данные допущения вместе с упрощением расчетов приводят к некоторому завышению токов короткого замыкания (погрешность методов не превышает десяти процентов).

Расчет токов короткого замыкания выполняется в именованных единицах с использованием точного приведения в режиме параллельной работы трансформаторов.

Расчетная схема приведена на рисунке 7.

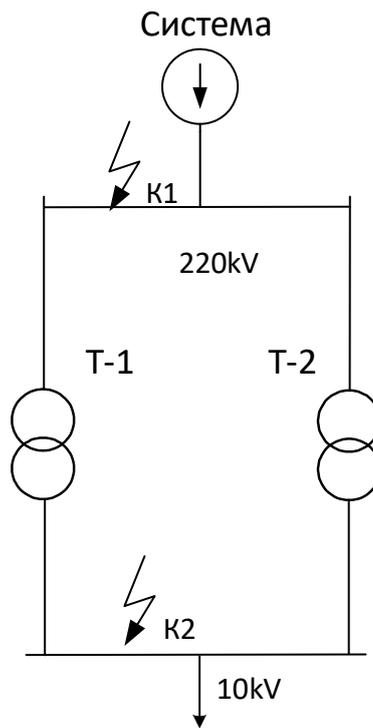


Рисунок 7 - Расчетная схема замещения

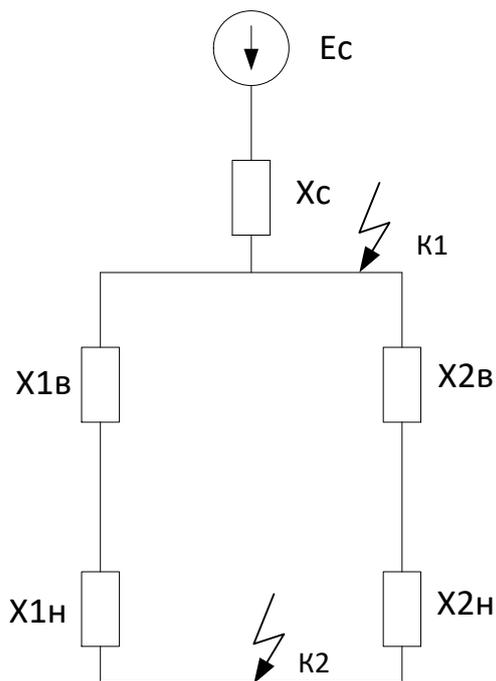


Рисунок 8 – Преобразованная схема замещения

Определение параметров схемы замещения

По формулам (5-6) определяются напряжения короткого замыкания обмоток:

$$u_{кВ} = 0,5 \cdot (u_{кВС} + u_{кВН} - u_{кСН}) \quad (5)$$

$$U_{кВ} = 0,5 \cdot (11,5 + 11,5) = 11,5 \text{ кВ}$$

$$u_{кН} = 0,5 \cdot (u_{кВН} + u_{кСН} - u_{кВС}) \quad (6)$$

$$U_{кН} = 0,5 \cdot (11,5 + 11,5) = 11,5 \text{ кВ}$$

где $u_{кВ}$ – напряжение короткого замыкания обмотки высшего напряжения трансформатора;

$u_{кВН}$ – напряжение короткого замыкания обмоток высшего – низшего напряжения трансформатора;

$u_{кСН}$ – напряжение короткого замыкания обмоток среднего – низшего напряжения трансформатора

$u_{кН}$ – напряжение короткого замыкания обмотки низшего напряжения трансформатора

По формулам (7-8) определяются сопротивления обмоток трансформаторов, приведенные к высокой стороне.

Сопротивление обмотки высшего напряжения:

$$X_{1В} = X_{2В} = \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_H} \cdot \left(\frac{U_B}{U_B} \right)^2 \quad (7)$$

где U_B – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения;

S_H – номинальная мощность трансформатора.

Сопротивление обмотки низшего напряжения:

$$X_{1Н} = X_{2Н} = \frac{u_{кН}}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} \cdot \left(\frac{U_B}{U_H} \right)^2 \quad (8)$$

где U_H – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения;

$$X_{1В} = X_{2В} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{25} \cdot \left(\frac{230}{230}\right)^2 = 243,34 \text{ Ом}$$

$$X_{1Н} = X_{2Н} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{11^2}{25} \cdot \left(\frac{230}{11}\right)^2 = 243,13 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы в максимальном режиме $X_s=42 \text{ Ом}$

Сопротивление системы бесконечной мощности в минимальном режиме $X_s=51 \text{ Ом}$

Так как правая часть схемы замещения симметрична левой ее части, то преобразование производится путем закорачивания узлов с равными потенциалами. Результат преобразования приведен на рисунке (9)

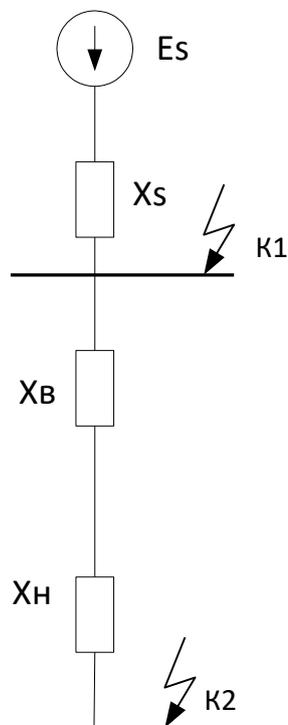


Рисунок 9 – Преобразованная схема замещения

Результирующее сопротивление одноименных обмоток трансформаторов определяется по правилу параллельного соединения одинаковых сопротивлений по формулам (9-10)

$$X_{в} = X_{1В}/2 = 243,34/2 = 121,67 \text{ Ом} \quad (9)$$

$$X_{н} = X_{1Н}/2 = 243,13/2 = 121,56 \text{ Ом} \quad (10)$$

Эквивалентные сопротивления схемы замещения относительно точки К2 (шины 10 кВ) определяются по формуле (11-12):

$$X_{K2_{\max}} = X_S + X_B + X_H = 42 + 121,67 + 121,56 = 285,23 \text{ Ом} \quad (11)$$

$$X_{K2_{\min}} = X_S + X_B + X_H = 51 + 121,67 + 121,56 = 294,23 \text{ Ом} \quad (12)$$

Расчет токов короткого замыкания

Значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени, приведенное к высокой стороне определяется по формуле:

$$I_{n0_{\text{в}}} = E_c \cdot /X_k, \quad (13)$$

где E_c – ЭДС системы бесконечной мощности;

X_k - эквивалентное сопротивление схемы замещения относительно точки К2, приведенное к высокой стороне.

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1, определенное по формуле (13):

$$I_{n01_{\text{в.маx}}} = 42/121 = 0,347 \text{ кА}$$

$$I_{n01_{\text{в.мин}}} = 51/121 = 0,421 \text{ кА}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К2, определенное по формуле (13):

$$I_{n02_{\text{в.маx}}} = 42/285 = 0,147 \text{ кА}$$

$$I_{n02_{\text{в.мин}}} = 51/294 = 0,173 \text{ кА}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ приведенное к напряжению в рассматриваемой точке определяется по формуле:

$$I_{no} = I_{no}_B \cdot \frac{U_B}{U_K} \quad (14)$$

где U_B – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора;
 U_K - номинальное напряжение обмотки трансформатора на стороне КЗ.

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ приведенное к напряжению в рассматриваемых точках определенное по формуле (14):

$$I_{no1_{max}} = 0,421 \cdot \frac{230}{11,5} \cdot 0,251 = 2,1 \text{ кА}$$

$$I_{no2_{max}} = 0,173 \cdot \frac{230}{11,5} \cdot 5,249 = 18,2 \text{ кА}$$

Начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ определяется по формуле:

$$I_{ao} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (15)$$

Начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ для точки К1, определенное по формуле (15):

$$I_{ao1_{max}} = \sqrt{2} \cdot 2,8 = 2,97 \text{ кА}$$

Начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ для точки К2, определенное по формуле (15):

$$I_{ao2_{max}} = \sqrt{2} \cdot 11,2 = 25,68 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot (1 + e^{-0,01/Ta}) \quad (16)$$

где Ta – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, определяемое по таблице справочника

По формуле (16) определяются ударные токи КЗ:

$$i_{уд1 \max} = \sqrt{2} \cdot 28 \cdot (1 + e^{-0,01/0,02}) = 4,771 \text{ кА}$$

$$i_{уд2 \max} = \sqrt{2} \cdot 11,2 \cdot (1 + e^{-0,01/0,05}) = 34,23 \text{ кА}$$

Таблица 21 – Токи короткого замыкания

Точка короткого Замыкания	$I_{по}$, кА	Ta , с	$i_{уд}$, кА	i_a , кА
1	2	3	4	5
K1	2,1	0,02	4,77	2,97
K2	18,2	0,05	34,23	25,68

6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

На трансформаторной подстанции основными электрооборудованием являются силовые трансформаторы, измерительные трансформаторы, ограничители перенапряжения, разъединители, гибкие или жесткие шины. Выбор оборудования производится по номинальному напряжению и максимальному рабочему току, а затем проверяются на термическую и динамическую стойкость.

6.1 Выбор комплектных распределительных устройств

Устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, и другими электрическими вспомогательными приборами называется (КРУ) комплектное распределительное устройство.

Шкафы с полной сборкой, готовые к работе с оборудованием поступают на место установки. Использование КРУ позволяет значительно ускорить монтаж распредел-устройства. Они разительно безопасней обычных РУ, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

На стороне низкого напряжения 10 кВ подстанции «Правоурмийская» выберу комплектное распределительное устройство серии К-132 «Новатор».

Устройства комплектные распределительные на напряжение 6 (10) кВ серии К-132 «Новатор» предназначены для приема и распределения электрической энергии в электрических сетях переменного трехфазного тока частотой 50 и 60 Гц с уровнем номинального напряжения 6 (10) кВ с изолированной или с частично заземленной нейтралью.

Таблица 22 - Основные технические параметры шкафов КРУ серии К-132

Наименование параметра	Значение
1	2
U_H , кВ	6 (10)
U_P , кВ	7,2 (12)

1	2
Номинальный ток главных цепей, А	до 1250
Номинальный ток сборных шин, А	1250
Номинальный ток отключения выключателя, кА	до 25
Номинальный ток термической стойкости, кА	до 25
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	до 64
Номинальное напряжение вспомогательных цепей постоянного и переменного тока, В	220
Уровень изоляции	по ГОСТ 1516.3-96 нормальная изоляция (уровень «а», «б»)
Вид изоляции токоведущих частей	комбинированная, (воздушная, твердая)

6.2 Выбор выключателей

Выключатели высокого напряжения должны обеспечивать надежное отключение любых токов, действовать в максимально маленький отрезок времени, быть простым в обслуживании, соответствовать требованиям взрыво- и пожаробезопасности, быть мобильными, а так же быть пригодными для быстродействующего АПВ.

Выбор выключателей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, (17)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, (18)$$

где I_{max} – максимальный ток, проходящий через выключатель.

$$I_{p.max} = 1,35 \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} (19)$$

Проверка осуществляется по термической устойчивости и отключающей способности.

Выбор и проверка выключателя на стороне 220 кВ

$$I_{p.max} = 1,35 \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 88,6 \text{ A}$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$W_k = 2, I^2 \cdot (0,065 + 0,0002) = 0,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя:

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

Таблица 23 - Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя на стороне 220 кВ

Каталожные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ A}$	$I_{p.max} = 88,6 \text{ A}$	$I_p \leq I_n$

1	2	3
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$I_{уд} = 4,77 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 0,29 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 2,1 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 2,1 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

По полученным данным принятый выключатель марки ВЭБ-220 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям.

Аналогично выбираю выключатель на стороне 10 кВ

Выбор и проверка выключателя на стороне 10 кВ

$$I_{р.мах} = 1,35 \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1949 \text{ А}$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 18,2^2 \cdot (0,4 + 0,065) = 154,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя:

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

Таблица 24 - Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя на стороне 10 кВ

Каталожные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$

1	2	3
$I_n = 2500 \text{ A}$	$I_{p.max} = 1949 \text{ A}$	$I_p \leq I_n$
$i_{np.ckв} = 80 \text{ кА}$	$I_{yд} = 34,23 \text{ кА}$	$I_{yд} \leq i_{ckв}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2997 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 154,03 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 18,2 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 18,2 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

Сравнивая заданные данные приходим к выводу что выключатель марки ВРС–10–31,5/2500 У2 удовлетворяет всем условиям.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, за исключением проверки отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

На стороне 220 кВ выбираем разъединители РДЗ.1-220/1000 УХЛ1 и РДЗ.2-220/1000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Расчёты для I_p и B_k берём аналогичные тем, что приведены выше.

Термическая стойкость выключателя:

Для главных ножей

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

Для заземлителей

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 25.

Таблица 25 - Сопоставление каталожных и расчетных данных разъединителя на стороне ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 88,6 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,77 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K = 0,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K = 0,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, удобных для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Номинальный ток трансформатора тока следует выбирать как можно ближе к рабочему току самой установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по току

$$I_{норм} \leq I_{1ном},$$

$$I_{max} \leq I_{1ном}.$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости

$$i_{y\partial} \leq k_{\partial\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, \quad (20)$$

$$i_{y\partial} \leq i_{дин},$$

где $k_{\partial\partial}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости

$$B_k \leq (k_\tau \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер}, \quad (21)$$

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

где k_τ – кратность термической стойкости по каталогу;

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (22)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

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

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

К установке на ОРУ – 220 кВ подстанции «Правоурмийская» принимаю трансформатор тока ТОГФ-220/150 УХЛ1.

Таблица 26 – Каталожные и расчетные данные ТОГФ-220/150 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 150 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 88,6 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,77 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 992 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 225 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,533 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

К установке на КРУ – 10 кВ подстанции «Правоурмийская» принимаю трансформатор тока ТОЛ-10

Таблица 27 – Каталожные и расчетные данные ТТ ТОЛ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_P = 1949 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{\text{дин}} = 124 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 34,23 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 2352 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 407,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НКФ-220 ХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 20.

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,2.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos\varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin\varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (23)$$

Таблица 28 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	Число обмоток	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-365	2	1	0	1	1	2	0
Вольтметр регистр-й	Н-394	2	1	0	1	1	2	0
Сумма							4	

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НТ} = 220$ кВ	$U_H = 220$ кВ	$U_{НТ} \geq U_H$
$S_H = 100$ ВА	$S_P = 4$ ВА	$S_H \geq S_P$

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

Выберем трансформатор напряжения для измерений и учета на стороне 10 кВ. Нагрузка приборов, подключаемых к вторичной обмотке приведена в таблице 30.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-365	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-355	1,5	2	1	0	1	3	-
Итого							5	

Принимаем трансформатор напряжения типа ЗНОЛП-10

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{2\Sigma}}{I_{2ном}^2} = \frac{5}{0,607^2} = 1,357 \text{ Ом.} \quad (24)$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{кон} = 100 - 13,57 - 0,1 = 83,33 \text{ Ом.} \quad (25)$$

Для 10 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 40 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{83,3} = 1,462 \text{ мм}^2. \quad (26)$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель сечением 2,5 мм². Проверяем условие выбора трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом.} \quad (27)$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{кон}} = 13,57 + 0,28 + 0,1 = 13,95 \text{ Ом.} \quad (28)$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения не превышает номинальной допустимой нагрузки, $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$; $13,95 \leq 100 \text{ Ом}$, поэтому выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям.

6.6 Выбор шинных конструкций

В закрытых РУ 6-10 кВ, а также на ОРУ высокого и среднего напряжения ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за дороговизны, как правильно, не применяются даже при непомерно больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Ток продолжительного режима:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_n}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (29)$$

$$I_{\text{норм}220} = \frac{25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 32,804 \text{ А}$$

$$I_{\text{норм}10} = \frac{25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 721,687 \text{ А}$$

$$I_{p.max} = 1,35 \cdot I_{норм} \quad (30)$$

$$I_{p.max220} = 1,35 \cdot 32,804 = 44,285 \text{ A}$$

$$I_{p.max10} = 1,35 \cdot 721,687 = 974,279 \text{ A}$$

Принимаю в РУ 10 однополосные шины (80×6)мм; $I_{ном} = 1150 \text{ A}$;
 $S = 320 \text{ мм}^2$, а в ОРУ 220 кВ однополосные шины (30×4); $I_{ном} = 365 \text{ A}$;
 $S = 120 \text{ мм}^2$.

Проверка по термостойкости:

На стороне 220 кВ:

$$I_{н.о} = 28 \text{ кА}; T_a = 0,02; i_y = 45,44 \text{ кА}.$$

На стороне 10 кВ:

$$I_{н.о} = 11,2 \text{ кА}; T_a = 0,05; i_y = 28,81 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a). \quad (31).$$

$$B_{K220} = 11,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{K110} = 8,781 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{c}, \quad (32)$$

где $c = 9l$ в справочных данных.

$$q_{\min 220} = \frac{\sqrt{29.792 \cdot 10^6}}{9l} = 59.98 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min 10} = \frac{\sqrt{8.781 \cdot 10^6}}{9l} = 32,563 \text{ мм}^2$$

Что меньше принятого сечения $q_{\min} < S$.

Шины термически стойкие и удовлетворяют условиям.

Далее проверяем шины на механическую прочность.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном кз определяется по формуле,
Н/м:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2}{a} \quad (33)$$

где a – расстояние между фазами, м.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} \quad (34)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W_a}. \quad (35)$$

Принимаем, что шины соединены жёстко, тогда момент сопротивления $W_a = 167 \text{ см}^3$.

$$\sigma_{расч220} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{39600^2 \cdot 2^2}{167} = 0,651 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{расч10} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{15840^2 \cdot 2^2}{167} = 0,104 \text{ МПа.}$$

Шинная конструкция считается электродинамически стойкой, если максимальное расчетное напряжение в материале шин $\sigma_{доп}$ не превосходят допустимых значений, т. е.

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп} \quad (36)$$

$$0,651 \leq 40$$

$$0,104 \leq 40$$

Таким образом, шины механически прочны и мы можем их использовать.

6.7 Выбор опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по номинальному напряжению и допустимой нагрузке. На сторонах 10 кВ выбираем опорные полимерные изоляторы марки ОСК 12,5-10-2 УХЛ1, $F_{разр} = 12000 \text{ Н}$, а на 220 кВ – полимерные опорные изоляторы ОСК-8-220-А-2 УХЛ1, $F_{разр} = 8000 \text{ Н}$.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (37)$$

Для 220 кВ:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{45440^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 836,2 \text{ Н.}$$

Для 100 кВ:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{28810^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 336,16 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на изолятор $F_{доп}$ принимается равной 60% от минимальной разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приложенной к головке изолятора, т. е.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (38)$$

Для 220 кВ:

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

Для 10 кВ:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 12000 = 7200 \text{ Н.}$$

$$F_{доп} \geq F_u \quad (39)$$

Для 220 кВ:

$$4800 \text{ Н} \geq 836,2 \text{ Н.}$$

Для 10 кВ:

$$7200 H \geq 336,16 H.$$

Опорные изоляторы марок ОСК-8-220-А-2 УХЛ1 и ОСК-10-110-А-2УХЛ1 считаем механически прочными.

Общий вид опорного изолятора ОСК-8-220-А-2 УХЛ1 приведен на рисунке 10.

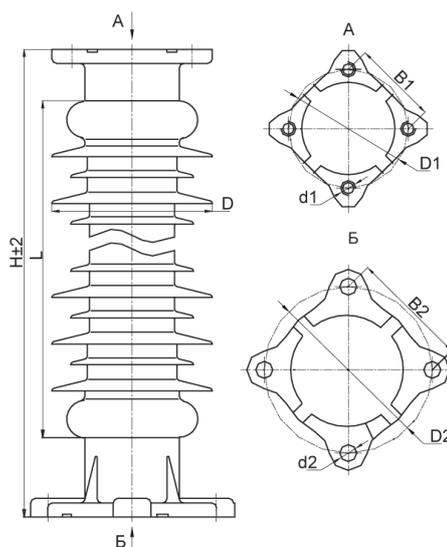


Рисунок 10 – Общий вид опорного изолятора ОСК-8-35-А-2 УХЛ1

Общий вид опорного изолятора ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 приведен на рисунке 11.

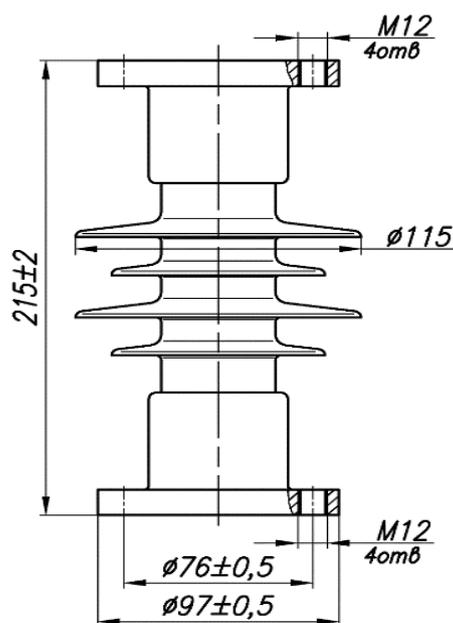


Рисунок 11 – Общий вид опорного изолятора ОСК 12,5-10-2 УХЛ1

Таким образом, ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

6.8 Выбор проходных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, допустимому току и допускаемой механической нагрузке. Для КРУ 10 кВ выбираю проходные изоляторы ИПУ-10-150 с допустимой силой на изгиб:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н};$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yo}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \text{ Н}; \quad (40)$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{28,81^2}{1,62} \cdot 1,5 \cdot 10^{-7} = 665,6 \text{ Н};$$

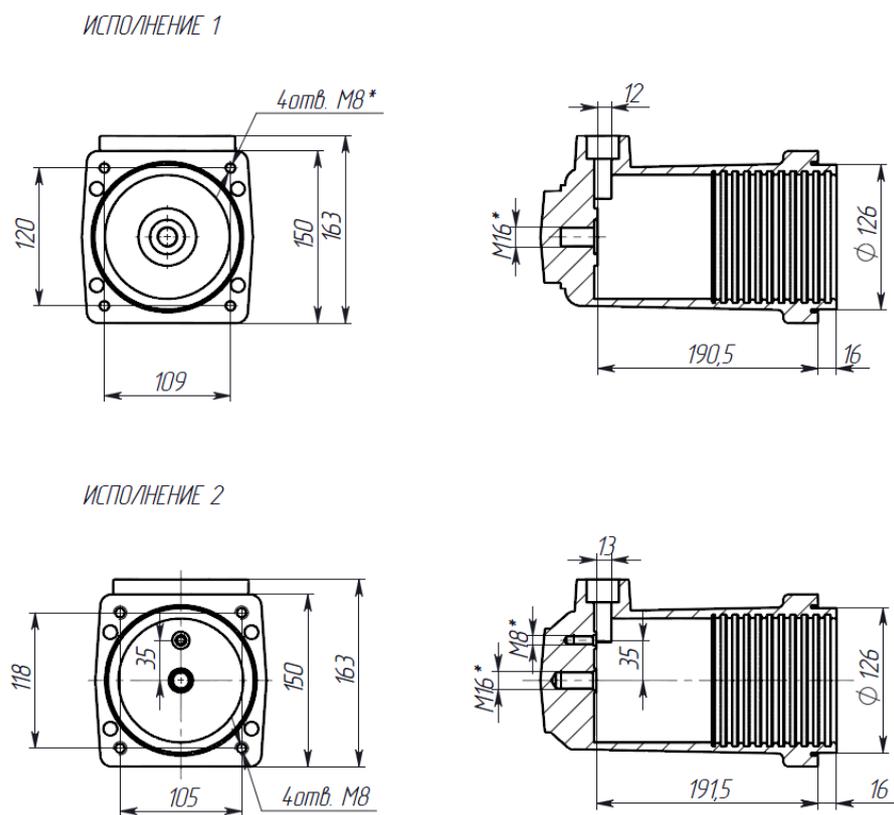


Рисунок 12 – Общий вид проходного изолятора ИПУ-10-150

6.9 Выбор ограничителя перенапряжений

ОПН являются разрядниками, не имеющих искровых промежутков и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 220 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot U_{ном.сети} \quad (41)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot 220 = 253 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (42)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{253}{1,48} = 170,9 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-П2-220/176/10/2УХЛ.

Произведем расчет для низкого напряжения 10 кВ.

$$U_{н.р.} = 1,1 \cdot 10 = 11 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{11}{0,9} = 12,2 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-П-10/12,7/1 УХЛ1.

Выбираю ограничитель перенапряжения марки ОПН-35 УХЛ1 к установке на подстанцию «Правоурмийская».

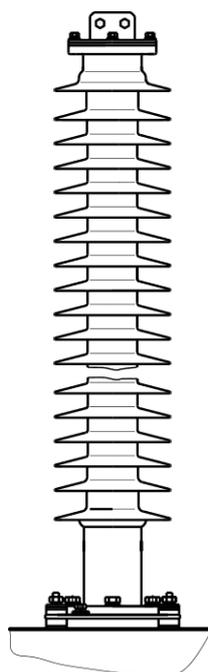


Рисунок 13 – Ограничитель перенапряжения ОПН-П2-220/176/10/2УХЛ

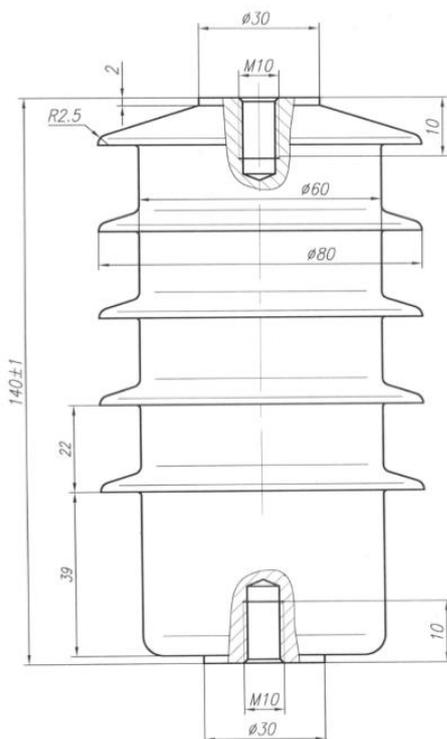


Рисунок 14 – Ограничитель перенапряжения ОПН-П/ЗЭУ-К-10 кВ общий вид и габаритные размеры

6.10 Выбор и проверка ТСН

Наиболее ответственными потребителями собственных нагрузок на подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Данные потребители не подключаются к сети напряжением 380-220 кВ, так как их потребляемая мощность мала.

Мощность самих же трансформаторов выбирается по нагрузкам с загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, как и в период ремонтных работ на подстанции.

Расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = k_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \varphi}, \quad (43)$$

где $k_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки;

$P_{уст} = 250$ кВт – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{250}{0,85} = 235,29 \text{ кВА};$$

Принимаю к установке два трансформатора ТМ – 250/10.

6.11 Выбор и проверка устройства ВЧ обработки линии

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ

на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливают на фундаментах либо подвешивают на линейных порталах.

Выбор ВЧ- заградителей производим по номинальным и ударным токам.

- 1) $U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}}$,
- 2) $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. расч.}}$,
- 3) $i_{\text{пред.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
- 4) $I_{\text{терм. ном}}^2 \cdot t_{\text{терм. ном}} \geq B_{\text{к}}$

Выбираю высокочастотный заградитель ВЗ-1250-0,5У1 для установки в линии ПС «Правоурмийская».

Таблица 32 – Условия выбора ВЗ-1250-0,5У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} = 88,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} > I_{\text{раб. max}}$
$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 2,1 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} > I_{\text{нт}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,77 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}}$

Выбранный высокочастотный заградитель удовлетворяет требованиям для установки в линии ПС Правоурмийская.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Основные типы защит трансформаторов

Сама по себе трансформатор довольно надежная электроустановка благодаря отсутствию в нем подвижных частей. Но в процессе эксплуатации возникают ситуации с нарушением нормальных режимов работы, что в свою очередь может привести к выведению из строя электроустановки. Поэтому трансформаторы оснащаются соответствующими им устройствами релейной защиты.

На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях существует вероятность возникновения межфазных коротких замыканий и замыкания на землю. В обмотках трансформаторов возможно замыкания между обмотками разных напряжений и появление межфазных и межвитковых КЗ.

Помимо вышеперечисленного есть вероятность перегрузки, выделению из масла горючих газов, понижению уровня масла, а так-же повышению его температуры и прохождению через трансформатор сверхтоков при повреждении других элементов системы.

Защита трансформаторов должна:

- полностью отключать трансформатор при его повреждении;
- отключать трансформатор от поврежденной части установки при прохождении через него больших токов, а также при повреждениях или отказах защит оборудования или выключателей;
- подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции при перегрузке трансформатора, разложении масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Дифференциальная защита - при повреждениях обмоток, вводов и шин трансформаторов.

Токовая отсечка мгновенного действия - для защиты трансформатора при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания.

Газовая защита – нужна для защиты от повреждений внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, и еще при понижениях уровня масла.

Максимальная токовая защита (МТЗ) - для защиты от сверхтоков, которые проходят через трансформатор, при повреждении как самого трансформатора, так и остальных его элементов, связанных с ним. Защиты от сверхтоков действуют, не мгновенно, а с некоторой выдержкой времени.

Защита от замыканий на корпус. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. В особых случаях на трансформаторах могут также применяться и другие виды релейных защит.

7.2 Газовая защита трансформатора

Газовая защита является универсальной защитой для трансформатора, но в то же время она является наиболее чувствительной. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Использование данной 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.

Увеличение температуры обмоток трансформатора вызывает интенсивное старение его внутренней изоляции, которое сопровождается выделением газов разлагающегося масла и изолирующего материала. Работа газовой защиты двухступенчатая. Первая ступень подает предупредительный сигнал при медленном газообразовании. Вторая ступень отключает трансформатор при интенсивном газообразовании или понижении уровня масла, данная ступень защиты может срабатывать, минуя первую ступень. Так как прочие за-

щиты не могут обнаружить внутренние повреждения (пожар в стали, неисправность РПН, межвитковые кз и прочие) то газовая защита способна их распознать.

7.3 Дифференциальная защита трансформаторов

Основной быстродействующей защитой является дифференциальная. Эта защита сложна и ставится не на всех трансформаторах. Устанавливается на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше; на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше; на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ($K_q < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

Данная защита работает быстро и селективно, отключая поврежденную электроустановку, сохраняя в работе другие.

Дифференциальная защита, без выдержки времени, обеспечивает отключение только поврежденного трансформатора. Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора устанавливаются трансформаторы тока со стороны всех его обмоток. Вторичные обмотки соединяются в дифференциальную схему и параллельно к ним подключается токовое реле. Аналогично выполняется дифференциальная защита автотрансформатора.

Если рассматривать принцип действия дифференциальной защиты, то условно принимается, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковое соединение обмоток и одинаковые трансформаторы тока с обеих сторон.

7.4 Расчет основных защит трансформатора

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора соответствующей его проходной мощности

Сторона ВН:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (44)$$

$$I_{ном} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 65,6 \text{ A}$$

Сторона НН:

$$I_{ном} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443 \text{ A}$$

Коэффициент трансформации ТТ

Сторона ВН

$$K_T = 150 / 5$$

Сторона НН

$$K_T = 2000 / 5$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности трансформатора:

Сторона ВН

$$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I} \quad (45)$$

$$I_{ном,В} = \frac{65,6 \cdot \sqrt{3}}{150 / 5} = 3,787 \text{ A}$$

Сторона НН

$$I_{ном,В} = \frac{1443 \cdot \sqrt{3}}{2000 / 5} = 6,248 \text{ A}$$

Расчет максимальной токовой защиты:

Ток срабатывания защиты:

$$I_{МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.зап.}}{K_B} \cdot I_{р.мах} \quad (46)$$

Сторона ВН

$$I_{МТЗ} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 65,6 = 185,2 \text{ A}$$

Сторона НН

$$I_{МТЗ} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 1443 = 4074 \text{ A}$$

Расчет защиты от перегрузки

Ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.П} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{ном} \quad (47)$$

Сторона ВН

$$I_{СЗ.П} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 65,6 = 81 \text{ A}$$

Сторона НН

$$I_{\text{сз.П}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 1443 = 1783 \text{ A}$$

Вторичный ток защиты:

$$I_{\text{втор.П}} = K_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{сз.П}}}{n_{\text{T}}} \tag{48}$$

Сторона ВН

$$I_{\text{втор.П}} = 1,732 \cdot \frac{81}{150 / 5} = 4,7 \text{ A}$$

Сторона НН

$$I_{\text{втор.П}} = 1,732 \cdot \frac{1783}{2000 / 5} = 7,72 \text{ A}$$

8 ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

8.1 Общие положения

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

Во время работы распределительных устройств существует вероятность сверх высоких напряжений (выше рабочих) из за грозовых или внутренних перенапряжений.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Источником внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – нормальные или аварийные переключения, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Параметры электроустановок диктуют значения внутренних перенапряжений.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами, чаще несколькими. Для защиты шинных мостов ВЛ и гибких связей большой протяженности могут применяться тросовые молниеотводы.

Молниеприемники заземляются с учетом характера импульсного сопротивления заземлителя. Заземление молниеотводов отдельными заземлителями или чаще всего производится путем присоединения их к заземлителю подстанции. Заземление подстанции построено в виде сетки и состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные.

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны со-

блюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства.

8.2 Расчёт заземлителя

Алгоритм расчёта заземлителей подстанции:

Для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя контур сетки располагаются с выходом за границы оборудования по 2 м.

Площадь подстанции под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,8) \cdot (B + 2 \cdot 1,8) = (30 + 2 \cdot 1,8) \cdot (30 + 2 \cdot 1,8) = 1129 \text{ м}^2 \quad (49)$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 20 \text{ мм};$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2; \quad (50)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 207,02 \text{ мм}^2, \quad (51)$$

где $T = t_{01} = 0,2$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{KOP} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2 \quad (52)$$

$$S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$$

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

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (53)$$

$H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит $\rho = const$.

Если выполняется условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2;$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{\min} = 213,42 \text{ мм}^2;$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{\min} = 213,42 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 20 \text{ мм}.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 5$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_T = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} = \frac{2 \cdot 1129}{9} = 451 \text{ м}; \quad (54)$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{451}{2 \cdot \sqrt{1129}} - 1 = 5,7; \quad (55)$$

Принимаем: $m = 6$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6 \text{ м}; \quad (56)$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 5,65 \leq 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1129} \cdot (6 + 1) = 470 \text{ м} \quad (57)$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 3 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

$a = (0,25 - 8)l_B = 8 \cdot 3 = 24 \text{ м}$ - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{1129}}{24} = 5,6 \quad (58)$$

Принимаю: $n_B = 7$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (58)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ -эквивалентное удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 3 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (59)$$

где ρ_1, ρ_2 –удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_6} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (60)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_6} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (61)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{40}{30} = 1,3$ расчёт коэффициента k производим

по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{3} \right) = 0,17$$

Теперь определяем:

$$\rho_3 = 30 \cdot \left(\frac{40}{30} \right)^{0,17} = 31,5 \text{ Ом/м}$$

Вычисляем расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 31,5 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{1129}} + \frac{1}{470 + 7 \cdot 3} \right) = 0,43 \text{ Ом}$$

A_{\min} - коэффициент подобия; зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{3}{\sqrt{1129}} = 0,089$$

Принимаем: $A_{\min} = 0,4$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (62)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1129}}{(31,5 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,1;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot a_u = 0,43 \cdot 1,1 = 0,47 \quad (63)$$

Условие $R_u < 0,5$ выполняется.

8.3 Расчёт молниезащиты

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

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

стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

Принимаю высоту молниеотвода: $H = 20$ м,

При $H \leq 150$ м.

Зона А

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot H = 17 \text{ м.} \quad (64)$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) H = 21,2 \text{ м.} \quad (65)$$

Высота защищаемого объекта: $h_x = 11$ м.

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{11}{17} \right) = 7,48 \quad (66)$$

Расстояние между молниеотводами 1-2:

$$L = 23 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $H < L \leq 2 \cdot H$:

$$r_{C0} = r_0 = 21,2 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) = 16,5 \text{ м.} \quad (67)$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}} \right) = 7 \text{ м.} \quad (68)$$

Зона Б

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,92 \cdot H = 18,4 \text{ м.} \quad (69)$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,5 \cdot H = 30 \text{ м.} \quad (70)$$

Высота защищаемого объекта: $h_x = 11 \text{ м.}$

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{ЭФ}}} \right) = 30 \cdot \left(1 - \frac{11}{18,4} \right) = 12$$

$$r_{C0} = r_0 = 30 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) = 17,9 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}} \right) = 11,5 \text{ м.}$$

8.4 Анализ грозоупорности

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределении электроэнергии, имеет изоляцию, соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке, может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые).

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Интенсивность грозовой деятельности характеризуется средним числом грозовых часов в году. Среднее число ударов молнии в 1 км^2 поверхности земли принимается равным 0,067 удара за грозовой час. Число ударов молнии за 100 грозовых часов в сооружение размерами $A \times B \times H$ рассчитывается по формуле

$$n = 6.7 \cdot (A + 7H) \cdot (B + 7H) \cdot 10^{-6} \quad (71)$$

$$n = 6.7 \cdot (30 + 7 \cdot 11) \cdot (30 + 7 \cdot 11) \cdot 10^{-6} = 0,0767$$

Среднее число перекрытий изоляции подстанции вследствие прорывов

молнии в зону защиты определяется

$$\beta_1 = n \cdot P_{np} \cdot P_{пер} \cdot \frac{D_z}{100} \quad (72)$$

где $P_{np} = 0,005$ – вероятность прорыва молнии для зоны А в зону защиты молниеотводов из;

$D_z = 50$ - число грозových часов в году;

$P_{пер}$ - вероятность перерыва изоляции ОРУ;

$$P_{пер} = e^{-0,04 \cdot I_{np.пер}}; \quad (73)$$

где $I_{np.пер}$ - критический ток перекрытия изоляции;

$$I_{np.пер} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z},$$

где $U_{50\%} = 1250 \text{ кВ}$ – пятидесяти процентное разрядное напряжение гирлянды изоляторов с защитной арматурой при грозových импульсах;

$z = 470 \text{ Ом}$ - волновое сопротивление провода с учетом короны.

$$I_{np.пер} = \frac{2 \cdot 1080}{470} = 4,595 \text{ Ом},$$

$$P_{пер} = e^{-0,04 \cdot 4,595} = 0,832 \text{ кА},$$

$$\beta_1 = 0,0767 \cdot 0,005 \cdot 0,832 \cdot \frac{50}{100} = 0,159 \cdot 10^{-3},$$

Число обратных перенапряжений изоляции при ударе в молниеотвод

$$\beta_2 = n \cdot P_{np} \cdot P_{обр} \cdot \frac{D_z}{100}, \quad (74)$$

где $P_{обр}$ - вероятность обратных перекрытий изоляции при ударах в молниеотвод.

$$P_{обр} = e^{-0,04 \cdot I_{пер}},$$

где $I_{пер}$ - критический ток обратных перенапряжений изоляции.

$$I_{пер} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot L}{R_u} \quad (75)$$

где L – высота подвеса линейной изоляции.

$$I_{пер} = \frac{1080 - 50 \cdot 16,5}{0,24} = 1,06 \text{ кА},$$

$$P_{обр} = e^{-0,04 \cdot 1,06} = 0,95;$$

$$\beta_2 = 0,0767 \cdot 0,005 \cdot 0,95 \cdot \frac{50}{100} = 0,18 \cdot 10^{-3},$$

Вероятность обратных перекрытий изоляции вследствие набегания на нее опасных импульсов грозových перенапряжений за год:

$$\beta_3 = 4 \cdot h_{mp} \cdot \left\{ P_\alpha + (1 - P_\alpha) \cdot \left(\frac{4 \cdot h_{он}}{L_{3н}} \cdot P_{он} \cdot \eta_1 + \right. \right. \quad (76)$$

$$\left. \left. + \left(1 - \frac{4 \cdot h_{он}}{L_{3н}} \right) \cdot P_{mp} \cdot \eta_2 \right) \right\} \cdot \frac{D_z}{100} \cdot \frac{m \cdot L_{он}}{100},$$

где m – число отходящих линий;

L_{zn} - длина защищаемого подхода;

h_{on} - высота опоры;

$\eta_l = 0,7$ - вероятность образования устойчивой дуги при пробое воздушной изоляции;

P_α - вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту;

P_{on} - вероятность перекрытия изоляции опоры;

h_{mp} - высота подвеса троса;

P_{mp} - вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в трос в пролете;

$$\ln P_\alpha = \frac{\alpha \cdot \sqrt{h_{on}}}{90} - 4 \quad (77)$$

где $\alpha = 20^\circ$ - угол защиты.

$$\ln P_\alpha = \frac{20 \cdot \sqrt{22,5}}{90} - 4 = -2,9$$

$$P_\alpha = 10^{-2,9} = 1,25 \cdot 10^{-3}$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{np.on}},$$

$I_{np.on}$ - критический ток при ударе в вершину опоры.

$$I_{np.on} = \frac{U_{50\%}^+}{R_u + \delta \cdot h_{on}},$$

$$I_{np.on} = \frac{1045}{0,24 + 0,3 \cdot 22,5} = 149,5 A$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot 149,5} = 2,5 \cdot 10^{-3}$$

$$\beta_3 = 4 \cdot 22,5 \cdot \{1,25 \cdot 10^{-3} + (1 - 1,25 \cdot 10^{-3}) \cdot (\frac{4 \cdot 22,5}{2000} \cdot 2,5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7 + (1 - \frac{4 \cdot 22,5}{2000}) \cdot 0,0068 \cdot 0,38)\} \cdot \frac{50}{100} \cdot \frac{8 \cdot 5}{100} = 0,05$$

Показателем грозоупорности станции служит число лет безаварийной работы, которое определяется по выражению:

$$M = \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3} = \frac{1}{0,159 \cdot 10^{-3} + 0,18 \cdot 10^{-3} + 0,05} = 19,8 \text{ лет.} \quad (78)$$

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном дипломном проекте предложен вариант обеспечения электроснабжением горно-обогатительного комбината «Правоурмийский», а именно проектирование ПС «Правоурмийская» 220/10 кВ для электроснабжения строящейся части ГОК «Правоурмийский»

В данном разделе проекта рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий по проектированию подстанции 220/10 кВ, дана оценка влияния данной подстанции на окружающую среду, рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности, как в ходе модернизации подстанций, так и в процессе эксплуатации.

9.1 Безопасность

9.1.1 Микроклимат помещения

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» п.1.4 «В кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и других производственных помещениях при выполнении работ операторского типа, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22-24 °С, его относительной влажности 60-40 % и скорости движения (не более 0,1 м/с). Перечень других производственных помещений, в которых должны соблюдаться оптимальные нормы микроклимата, определяется отраслевыми документами, согласованными с органами санитарного надзора в установленном порядке».

СНиП 41-01-2003 п.10.5 во всех производственных помещениях необходимо размещать приточно-вытяжные системы вентиляции с механическим и естественным побуждением.

Основной задачей производственного освещения является поддержание на рабочем месте освещенности, соответствующей характеру зрительной работы.

Разряд зрительных работ диспетчерского управления в ОПУ относится к группе Шв. По нормативным документам освещенность помещения должна быть 300 лк, щиты вертикального положения должны быть освещены 150 лк.

Осветительные установки должны быть удобны и просты в эксплуатации, долговечны, отвечать требованиям эстетики, электробезопасности, а также не должны быть причиной возникновения взрыва или пожара. Обеспечение указанных требований достигается применением защитного зануления или заземления, ограничением напряжения питания переносных и местных светильников, защитой элементов осветительных сетей от механических повреждений.

9.1.2 Шум оборудования

Шумом называют всякий неблагоприятно действующий на человека звук. С физической точки зрения звук представляет собой механические колебания упругой среды.

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора (реактора) и в основном зависит от типовой мощности трансформатора (реактора). Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов (реакторов).

Слуховой орган человека воспринимает в виде слышимого звука колебания упругой среды, имеющие частоту примерно от 20 до 20000 Гц, но наиболее важный для слухового восприятия интервал от 45 до 10000 Гц.

Восприятие человеком звука зависит не только от его частоты, но и от интенсивности и звукового давления.

Неблагоприятное действие шума на человека зависит не только от уровня звукового давления, но и от частотного диапазона шума, а также от равномерности воздействия в течение рабочего времени.

В результате неблагоприятного воздействия шума на работающего человека происходит снижение производительности труда, увеличивается брак в рабо-

те, создаются предпосылки к возникновению несчастных случаев. Всё это обуславливает большое оздоровительное и экономическое значение мероприятий по борьбе с шумом.

Для защиты персонала от шума решающее значение имеют санитарно-гигиенические нормативы допустимых уровней шума (Санитарные нормы СН 2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» и свод правил СП 51.13330.2011 «Защита от шума и акустика залов. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003») поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

9.1.3 ЭМП промышленной частоты

Электромагнитное поле (ЭМП) образуется из электрического и магнитного полей, оказывающее на заряженные частицы силовое воздействие и определяемый во всех точках двумя парами векторных величин, которые характеризуют две его стороны - электрическое и магнитное поля.

Электрическое поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на электрически заряженную частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и не зависящей от ее скорости.

Магнитное поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на движущуюся частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и ее скорости.

Влияющим фактором на здоровье обслуживающего персонала, является электромагнитное поле, возникающее в пространстве вокруг токоведущих частей действующих электроустановок.

Интенсивное электромагнитное поле промышленной частоты вызывает у работающих нарушение функционального состояния центральной нервной и сердечно - сосудистой системы, а также периферической крови. При этом наблюдается повышенная утомляемость, снижение точности

рабочих движений, изменение кровяного давления и пульса, возникновение болей в сердце, сопровождающихся сердцебиением и аритмией, и т. п.

Источники ЭМП действующее на рабочий персонал:

- ПЭВМ (персонально электрона вычислительная машина)

находящиеся в помещении ОПУ, действует ЭМП 50 Гц и частота работы процессора ПЭВМ;

- КРУЭ 35 и 10 кВ, расположенные в соседних помещений ОПУ;

- Аккумуляторное подзарядное устройство расположенное в соседнем помещении ОПУ.

Об утверждении СанПиН 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах".

9.1.4 Электробезопасность

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть снабжен всеми необходимыми электрозащитными средствами, обеспечивающими безопасность его работы и соблюдать меры безопасности указанные в [30].

Электрозащитные средства — переносимые, перевозимые изделия, служащие для защиты людей, работающих с электроустановками, от поражения электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.

Электрозащитные средства в свою очередь делятся на основные и дополнительные, до 1 кВ и выше 1 кВ.

Основные электрозащитные средства - средства защиты, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановок и позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением

Дополнительные электрозащитные средства — средства защиты, дополняющие основные средства, а также служащие для защиты от напряжения прикосновения и напряжения шага, которые сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить защиту от поражения током, а применяются совместно с основными электрозащитными средствами.

К основным электрозащитным средствам в электроустановках выше 1 кВ относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, указатели напряжения для фазировки, изолирующие устройства и приспособления для работ на воздушных линиях под напряжением с непосредственным прикосновением электромонтера к токоведущим частям (изолирующие лестницы, площадки, канаты и т.п.).

К основным электрозащитным средствам, применяемым в электроустановках напряжением до 1 кВ, относятся: изолирующие штанги, изолирующие электроизмерительные клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками.

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением выше 1 кВ относятся: диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, диэлектрические ковры, индивидуальные экранирующие комплекты, изолирующие подставки и накладки, диэлектрические колпаки, переносные заземления, оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности.

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением до 1 кВ относятся: диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, переносные заземления, изолирующие подставки и накладки-оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности. Электрозащитные средства рассчитываются на применение при наибольшем допустимом рабочем напряжении электроустановки.

9.2 Экологичность

9.2.1 Влияние ПС на атмосферу

Вещества, загрязняющие атмосферу, образующиеся в результате деятельности человека (к их числу относится и элегаз), делятся на две категории по их воздействию:

- истощение стратосферного озона (дыры в озоновом слое);
- глобальное потепление (парниковый эффект).

Галогеносодержащие газы, попадая в атмосферу земли, под воздействием ультрафиолетового излучения разлагаются, и освободившиеся атомы галогенов вступают в реакцию с озоном, разрушая при этом озоновый слой земли. При попадании элегаза в атмосферу благодаря особенностям спектра ультрафиолетового поглощения молекулы SF₆ практически не происходит ее разрушения в верхних слоях атмосферы, а образовавшееся незначительное количество атомов фтора вступают в реакцию не с озоном, а с молекулами воды с образованием HF.

Источником загрязнения атмосферы являются так же продукты горения трансформаторного масла, которым заполнено маслonaполненное оборудование (силовые трансформаторы, ТН, ТТ. реакторы), образующиеся в результате его возгорания в аварийных ситуациях.

Этим маслом является минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил.

Полихлорбифенил - это не что иное, как хлорированный углеводород, относящийся к ядовитым синтетическим органическим соединениям. При высоких температурах, из масла происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы.

При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание.

9.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу

Использование на подстанциях большого объема трансформаторного масла являются не только негативным фактором, влияющим на атмосферу, но и негативным фактором, влияющим и на почву.

Продукты разложения трансформаторного масла при их растекании загрязняют почву, подземные воды, нанося вред животному и растительному миру вблизи ПС.

9.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом

Согласно [11, п 4.2.69] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

На ПС «Правоурмийская» предполагается установка трансформатора ТДН-25000/220 УХЛ1. Габариты трансформатора: длина $A=7,35$ м; ширина $B=3,50$ м; высота $H=8,4$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 25$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ и пожара маслonaполненный трансформатор ограждается маслоприемником, расчет которого необходимо произвести.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{TM} = \frac{m}{r} = \frac{25}{0,85} = 29,41 \text{ м}^3. \quad (79)$$

Зная объем, который занимает масло, а так же габариты, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \text{ м}^2. \quad (80)$$

$$S_{МП} = (7,35 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,5 + 2 \cdot 1,5) = 67,27 \text{ м}^2$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \text{ м}^2, \quad (81)$$

$$S_{БПТ} = 2(7,35 + 3,5) \cdot 8,4 = 182,28 \text{ м}^2.$$

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{\text{УРОВНЯ}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{МП}}} = \frac{29,41}{67,27} = 0,44\text{ м} \quad (82)$$

Высота маслоприемника:

$$H_{\text{МП}} = H_{\text{УРОВНЯ}} + h_{\text{Г}} + h_{\text{ПЛ}}$$

где $H_{\text{УРОВНЯ}}$ – высота уровня полного объема масла;

$h_{\text{Г}}$ – толщина щебня;

$h_{\text{ПЛ}}$ – расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$H_{\text{МП}} = 0,44 + 0,25 + 0,075 = 0,765\text{ м}.$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 18 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

Дно маслоприемника выполняется под наклоном 0,005 м в сторону маслоотвода через который осуществляется полное удаление масла и воды от средств пожаротушения в маслосборник.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин. и должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления [6].

Объем маслосборника:

$$V_{\text{МСБ(ТМ+H}_2\text{O)}} = V_{\text{ТМ}} + 0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}}, \text{ м}^3, \quad (83)$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot S_{БПТ}, \text{ м}^3, \quad (84)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800$ с;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2$ л/с · м²;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 182,28 = 65,62 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = 29,41 + 0,8 \cdot 65,62 = 81,9 \text{ м}^3$$

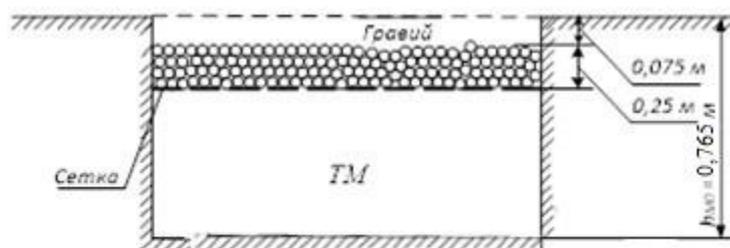


Рисунок – 15 Конструкция маслоприемника с отводом масла

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь – 67,29 м²; объём масла – 29,41 м³; глубина – 0,765 м; объём маслосборника – 81,9 м³.

9.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора

ПС 220 Правоурмийская находится в 100 метрах от границы жилой зоны города, поэтому перед установкой трансформатора ТДН-25000/220 нужно проверить соответствие допустимого уровня шумового воздействия санитарно - гигиеническим нормативам определяющим необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (85)$$

Принимаем, что трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} \quad (86)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука DU_{LA} , который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$DU_{LA} = L_{WA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2) \quad (87)$$

Отсюда:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DU_{LA})}}{2 \cdot \pi}} \quad (88)$$

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{НОМ} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$, трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха. Для данного типа трансформаторов корректированный уровень звуковой мощности $L_{WA} = 91 \text{ дБА}$.

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg(2 \cdot 10^{0,1 \cdot 91}) = 94,23 \text{ дБА}$$

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допустимый уровень звука в период с 23⁰⁰ до 7⁰⁰ составляет 45 дБА:

$$ДУ_{LA} = 45 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0.1 \cdot (94.23 - 45)}}{2 \cdot \pi}} = 86,7 \text{ м}$$

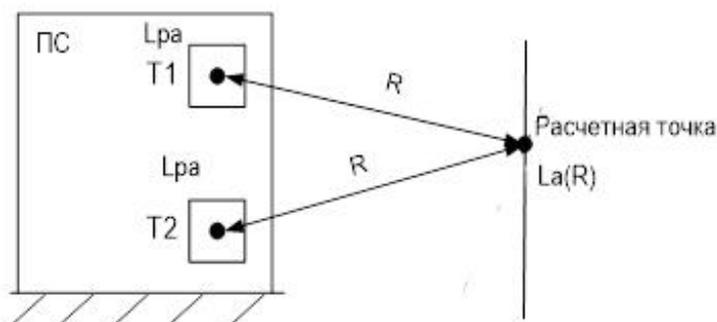


Рисунок – 16 Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

ПС 220 Правоурмийская находится на удалении более 300 метров от близлежащих построек, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

5.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара электроэнергетических объектов.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности

людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Согласно Правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий, основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Руководством ПС 220 кВ должна быть разработана документация по пожарной безопасности, в которую входят:

- общая инструкция о мерах пожарной безопасности на подстанции;
- инструкция по обслуживанию установок пожаротушения;
- инструкция по обслуживанию установок пожарной сигнализации.

В состав организационно-технических мероприятий входит, /12/:

а) подготовка ИТР, рабочих и служащих по пожарной безопасности, которая состоит из следующих основных положений:

- вводного инструктажа по пожарной безопасности;
- проводимых в структурных подразделениях регулярных инструктажей; в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальной подготовки персонала;
- занятий по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведения противопожарных тренировок;

б) территория подстанции должна постоянно содержаться в чистоте.

На ПС должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения.

Первичные средства пожаротушения необходимы для локализации и полной ликвидации начинающихся и еще неразвившихся пожаров. Первичные средства пожаротушения должны размещаться в легкодоступных местах и не должны быть помехой и препятствием при эвакуации персонала.

На ПС 220 кВ должны иметься пожарные ящики с просушенным песком. Ящики должны быть окрашены в красный цвет, снабжены совком или лопатой и иметь емкость не менее 0,5 м³.

На ПС пожарные ящики устанавливаются возле каждого маслonaполненного оборудования с объемом масла более 1 т.

Песок используется для тушения небольших очагов пожара горящих жидкостей, электрокабелей и проводки.

Тушение песком производится набрасыванием его на горящую поверхность, чем достигается механическое воздействие на пламя и его частичная изоляция. Песок используется для удаления небольших подтеков горючих жидкостей с целью ограничения зоны растекания.

Также к первичным средствам пожаротушения относятся огнетушители.

Для тушения начинающих и еще не получивших большого развития пожаров, служат углекислотные огнетушители. Преимущество ОУ в том, что углекислота не проводит электрический ток, а применять их можно для тушения пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением до 10 кВ.

Порошковые огнетушители (ОП) предназначены для тушения пожаров твердых, жидких и газообразных веществ, а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1 кВ.

На подстанции самым пожароопасным объектом является трансформатор. Для тушения пожара на трансформаторе учитываются следующие особенности:

а) при тушении пожара на трансформаторе, он должен быть отключен и заземлен со всех сторон. После снятия напряжения тушение пожара может производиться любыми средствами пожаротушения. Горящее масло не рекомендуется тушить компактными водяными струями, во избежание увеличения площади пожара.

б) для локализации очага пожара должны быть приняты меры, предотвращающие растекание трансформаторного масла.

в) при пожаре на трансформаторах, установленных в закрытых помещениях, должны быть приняты меры по предупреждению распространения пожара через кабельные, вентиляционные и другие каналы.

г) во время тушения развивающегося пожара следует защищать от действия высокой температуры рядом расположенное оборудование. При этом находящееся под напряжением оборудование необходимо отключить.

10 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ

Выбор оптимального варианта электрической сети СВН осуществляется по минимуму приведенных затрат.

Расчет приведенных затрат производится по формуле [14]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (89)$$

где K – суммарные капиталовложения в проектируемую сеть;

I – суммарные затраты на передачу электроэнергии;

E – ставка рефинансирования.

10.1 Расчет капиталовложений

При учебном проектировании используются укрупнённые стоимостные показатели.

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

При проектировании сети капиталовложения состоят из капиталовложений на сооружение ЛЭП и строительство подстанций.

$$K = K_{ЛЭП} + K_{ПС}, \quad (90)$$

где $K_{ЛЭП}$ – капиталовложения на сооружение ВЛЭП;

$K_{ПС}$ – капиталовложения на строительство ПС.

10.2 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение элементов линии (опор, проводов,

изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж.

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор.

Данные по ВЛЭП проектируемой подстанции приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Параметры линии

Провод	Длина, км	Удельная стоимость, тыс. руб./км
1	2	3
АС – 240/32	41,6	1746

Капитальные затраты на сооружение ВЛ будут определяться по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_{тер.} \cdot K_{инф.} \cdot (K_{пр} + K_{зем} + K_{ЛЭП} + K_{дор}), \quad (91)$$

где $K_{инф.}$ – коэффициент инфляции, равный 4,27 (2000/2018г.);

$K_{тер.}$ – территориальный коэффициент, для Приморского края 1,3;

$K_{пр.}$ – затраты на вырубку просеки, тыс. руб.;

$K_{зем.}$ – затраты на отвод земель, тыс. руб.;

$K_{ЛЭП}$ – затраты на сооружение линии, тыс. руб.;

$K_{дор.}$ – затраты на устройство лежневых дорог, тыс. руб.

Затраты на сооружение линии определяются:

$$K_{ЛЭП} = l \cdot k_{ЛЭП}, \quad (92)$$

где l – длина линии, км;

$k_{ЛЭП}$ – удельная стоимость линии, с учётом дополнительных коэффициентов.

Все капитальные затраты на сооружение ВЛ представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Капитальные затраты

Расходы	Сумма, тыс. руб.
1	2
Затраты на вырубку просеки ($K_{пр.}$)	4125
Затраты на отвод земель ($K_{зем.}$)	16
Затраты на сооружение линии ($K_{ЛЭП}$)	72633
Затраты на устройство лежневых дорог ($K_{дор.}$)	5808
Итого	82582

Общие капитальные затраты на сооружение ВЛ 220 кВ с учётом прочих затрат составят:

$$K_{ВЛ} = 1,65 \cdot 4,27 \cdot 1,125 \cdot (4125 + 16 + 72630 + 5808) = 654500 \text{ тыс.руб.}$$

Так-же произведем экономический расчет для варианта с прямым подключением к подстанции Сулук. Данные затрат запишем в таблицу 36.

Таблица 36 – Капитальные затраты

Расходы	Сумма, тыс. руб.
1	2
Затраты на вырубку просеки ($K_{пр.}$)	6875
Затраты на отвод земель ($K_{зем.}$)	22
Затраты на сооружение линии ($K_{ЛЭП}$)	110871
Затраты на устройство лежневых дорог ($K_{дор.}$)	10140
Итого	127908

Общие капитальные затраты на сооружение ВЛ от ПС Сулук с учётом прочих затрат составят:

$$K_{BL} = 1,65 \cdot 4,27 \cdot 1,125 \cdot (4125 + 16 + 72630 + 5808) = 1014000 \text{ тыс.руб.}$$

10.3 Расчет капиталовложений на строительство 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:

$$K_{ПС} = K_{инф.} \cdot K_{тер.} \cdot (K_{Тр} + K_{реактор} + K_{ЗРУ} + K_{пост} + K_{яч} + K_{зем}), \quad (93)$$

где $K_{Тр}$ – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{реактор}$ – стоимость реакторов, тыс. руб.;

$K_{ЗРУ}$ – стоимость РУ, зависящая от схемы и от класса номинального напряжения, тыс. руб.;

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

$K_{яч}$ – стоимость ячеек в ЗРУ, тыс. руб.;

$K_{инф.}$ – коэффициент инфляции, равный 4,27;

$K_{тер.}$ – территориальный коэффициент, для Приморского края 1,3.

Капиталовложения на покупку трансформаторов:

$$K_{Тр} = \sum K_{Трi} \quad (94)$$

где $\sum K_{Трi}$ – стоимость трансформаторов на ПС, а также сумма на их монтаж/демонтаж, тыс. руб.

Капиталовложения на сооружение ЗРУ:

$$K_{зру} = n_{ру} \cdot K_{ру} \quad (95)$$

где $K_{ру}$ – стоимость РУ, тыс. руб.;

$n_{ру}$ – количество РУ, шт.

В таблице 38 представлены типы трансформаторов, выбранные для проектируемой подстанции, и их базовая стоимость на период 2000 г.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения.

Таблица 37 – Стоимость трансформаторов

Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб.
1	2	3
ТДН – 25000/220	2	12000

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Стоимость ОРУ

Схема РУ	Стоимость на 2000г., тыс. руб.	Срок полезного использования $T_{сл}$, лет
1	2	3
Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	11700	20

Определим суммарные капиталовложения на сооружение ПС «Правосурмийская»:

$$K_{ПС} = 4,27 \cdot (24000 + 1500 + 11700 + 1200 + 34) = 164100 \text{ тыс. руб.}$$

Так-же при выборе варианта с подключением к ОРУ ПС Сулук требуется реконструкция ОРУ на стороне высокого напряжения на подстанции Сулук, что требует дополнительные затраты, равные 40-60% от части постоянных затрат на данную ПС. Итоговая стоимость при данном варианте будет:

$$K_{ПС} = 4,27 \cdot (24000 + 1500 + 11700 + 1200 + 34 + 16800) = 235800 \text{ тыс. руб.}$$

10.4 Расчет эксплуатационных издержек

Суммарные издержки определяются следующим образом:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W}, \quad (96)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления;

$I_{ЭКС}$ – эксплуатационные затраты;

$I_{\Delta W}$ – расходы на потери электроэнергии.

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). 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 (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K_{ПС}}{T_{сл.пс}} + \frac{K_{ВЛ}}{T_{сл.вл}}, \quad (97)$$

где $K_{ПС}$ – суммарные капиталовложения в сооружение ПС;

$K_{ВЛ}$ – суммарные капиталовложения в строительство ВЛ;

$T_{СЛ}$ – срок службы соответствующего оборудования [14].

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. Авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу потребителей.

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системы профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также внеплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Расчет эксплуатационных издержек определяется по формуле:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (98)$$

Для варианта сети с подключением в рассечку:

$$I_{\text{ЭКС}} = 164100 \cdot 0,05 + 654500 \cdot 0,0085 = 13770 \text{ тыс. руб.}$$

Для варианта сети с подключением к ОРУ подстанции Сулук:

$$I_{\text{ЭКС}} = 235800 \cdot 0,05 + 1014000 \cdot 0,0085 = 20410 \text{ тыс. руб.}$$

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

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

$\alpha_{\text{ПС}}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС [14];

$\alpha_{\text{ВЛ}}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ [14].

10.5 Сравнение приведенных затрат

Получив в результате расчета значения суммарных капиталовложений в проектируемую сеть и издержек, рассчитываются приведенные затраты для каждого варианта.

Сравнительные характеристики полученных результатов сводятся в таблицу 39.

Таблица 39 – Экономическое сравнение вариантов

	С рассечкой	К ОРУ ПС Сулук
1	2	3
К, руб	818600 тыс.руб.	1250000 тыс.руб.
И, руб	13770 тыс.руб.	20410 тыс.руб.
З, руб	95630 тыс.руб.	145400 тыс.руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью ВКР была реконструкция электрических сетей напряжением 220 – 35 кВ Верхнебуреинского района Хабаровского края в связи с подключением горно-обогатительного комбината. К распределительной сети 220 кВ была подключена подстанция 220/10 кВ «Правоурмийская», питающая строящийся в данный момент горно-обогатительный комбинат на Правоурмийском месторождении олова «Русолово», выбрана главная схема, а также все необходимое электрическое оборудование. Рассчитаны режимы электрической сети. В части безопасности и экологичности были описаны правила и методы защиты монтажно-рабочего персонала на строящейся ВЛ и подстанции, действия при чрезвычайных ситуациях; рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции описаны первичные средства пожаротушения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляков Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. / А.Н. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2004. – 210 с.
- 2 Костенко М. В. Заземления в сетях высокого напряжения и средства защиты от перенапряжений. Учебное пособие. – Л. : ЛПИ, 2003. – 240 с.
- 3 Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / И. П. Крючков – М. : Энергоатомиздат, 2012. – 310 с.
- 4 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева.– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 90 с.
- 5 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических станций от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург : ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2009. – 150 с.
- 6 Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций. / В. С. Козулин – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 310 с.
- 7 Небрат И. Л. Расчеты токов короткого замыкания в сетях 0.4 кВ. – Учебное пособие. – С.-Петербург. : ПЭИПК, 2012. – 110 с.
- 8 Судаков Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. / Т.А. Галушко. Учебное пособие. – Благовещенск : изд. АмГУ, 2006. – 160 с.
- 9 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2012. – 240 с.

- 10 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.
11. ГОСТ 12.2.024 – 87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
12. Правила устройства электроустановок – 7-е изд. – М. : ЭНАС, 2012 – 552 с.
13. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. М. : Энергоатомиздат, переиздание 2015. – 200 с.
14. Фетисов А.П. и др. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках. – М. : Стройиздат, переиздание 2016. – 190 с.
15. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. / Л.Д. Рожкова – М. : 2015. – 648 с.
16. Неклепаева Б. Н. Сборник задач и упражнений по электрической части электростанций и подстанций. Часть I / В. А. Старшинова. М. : Издательство МЭИ, переиздание 2015. – 410 с.
17. Васильева А. А. Электрическая часть станций и подстанций. : Учебник. М. : Энергоатомиздат, 2015. – 350 с.
18. Орлова И.Н. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии. / Под общей ред. профессоров МЭИ и др. М. : Энерго, 2014. – 350 с.
19. Воронина А.А. Безопасность труда в электроустановках: / Н.Ф. Шибенко. Учеб. пособ. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк., 2015. - 192 с.
20. Корнилович О.П. Техника безопасности при электромонтажных и наладочных работах. - М.: Энергия, переиздание 2015. – 320с.