

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
«26» 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ Приморского края в связи с подключением подстанции Причал Хасанского района

Исполнитель
студент группы 542062  19.06.19 Д.А. Еремеев
подпись, дата

Руководитель
доцент, канд.техн.наук  19.06.19 А.Г. Ротачева
подпись, дата

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук  26.06.2019 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
ст. преподаватель  26.06.2019 Н.С. Бодрог
подпись, дата


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 Ершова Дмитрий
Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электрических сетей напряжением 10 кВ Приамурского
края в связи с подключением подстанции Прикол Хасанского района
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-37)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 27.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материал собрания
в период прохождения преддипломной практики

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

Характеристика района проектирования, Анализ существующих систем
техареспонсивной энергии, Расчет электрических нагрузок

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 14 рисунков, 30 таблиц

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

7. Дата выдачи задания 27.02.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ройанова А.Г. зав. каф.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата) Ершов
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 97 с., 14 рисунков, 30 таблицы, 20 источников.

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

В данной выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ Хасанского района Приморского края в связи с подключением дальневосточного зернового терминала.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование подстанции «Причал» напряжением 220/10 кВ и подключение ее к электрической сети Приморского 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. Выполнить экономический расчёт.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Краткая характеристика Хасанского района	8
1.1 Географическая характеристика района	8
1.2 Климатическая характеристика района	9
1.3 Характеристика энергосети Хасанского района	10
2 Расчет режима действующей электрической сети	13
3 Разработка вариантов конфигурации электрической сети	20
4 Выбор главной схемы ПС «Причал»	23
4.1 Выбор сечений питающих линий ПС «Причал»	24
4.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	25
5 Расчет токов короткого замыкания	27
6 Выбор оборудования	35
6.1 Выбор комплектных распределительных устройств	35
6.2 Выбор выключателей	36
6.3 Выбор и проверка разъединителей	39
6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	40
6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	43
6.6 Выбор шинных конструкций	46
6.7 Выбор проходных изоляторов	50
6.8 Выбор опорных изоляторов	51
6.9 Выбор ограничителя перенапряжений	54
6.10 Выбор и проверка ТСН	57
6.11 Выбор и проверка устройства ВЧ обработки линии	58
7 Релейная защита и автоматика	60
7.1 Основные типы защит трансформаторов	60
7.2 Газовая защита трансформатора	61
7.3 Дифференциальная защита трансформаторов	62

7.4 Расчет основных защит трансформатора	62
8 Изоляция и перенапряжения	66
8.1 Общие положения	67
8.2 Расчёт молниезащиты	67
8.3 Расчёт заземлителя	70
8.4 Анализ грозоупорности	75
9 Безопасность и экологичность	80
9.1 Безопасность	80
9.2 Экологичность	83
9.3 Чрезвычайные ситуации	88
10 Экономика	90
Заключение	95
Библиографический список	96

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СКОРАЩЕНИЯ

ВЛ – Воздушная линия;

КЗ – Короткое замыкание;

ЛЭП – Линия электропередач;

ОРУ – Открытое распределительное устройство;

ТП – Трансформаторная подстанция;

ПС – Подстанция;

РЗ – Релейная защита;

ВН – Высокое напряжение;

СН – Среднее напряжение;

НН – Низкое напряжение;

СЭС – Система электроснабжения;

ЭС – Электрическая сеть;

ВЗ – высокочастотный заградитель;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ТСН – трансформатор собственных нужд.

КРУ – комплектное распределительное устройство

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика – важная составляющая современного мира, она используется в промышленности, транспорте, во внутренней и внешней экономике, задает тем самым темп развития не только страны, но и мира в целом. Приморский край является важной муниципальной единицей Дальнего Востока. Развитие электроэнергетики Приморского края ведёт за собой плановое развитие востока России, ее социально-экономического уровень, укрепление экономических связей с соседями, что положительно скажется и на жизни населения в целом.

В данной работе рассматривается план обеспечения электроснабжением объектов зернового терминала ООО «Дальневосточный зерновой терминал».

Актуальность данной ВКР заключается в том, что вводимые новые предприятия промышленного масштаба, связанные 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 «Причал» 220/10 кВ для электроснабжения строящегося объекта зернового терминала ООО «Дальневосточный зерновой терминал».

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ХАСАНСКОГО РАЙОНА

1.1 Географическая характеристика района

Хасанский район расположен на крайнем юге Приморского края, вытянут с севера на юг неширокой полоской вдоль западного побережья Амурского залива и залива Петра Великого. В состав района входят более 20 островов. Расположенных недалеко от побережья, крупнейшие из которых – Большой Пелис, Фуругельма, Антипенко и Сибирякова.

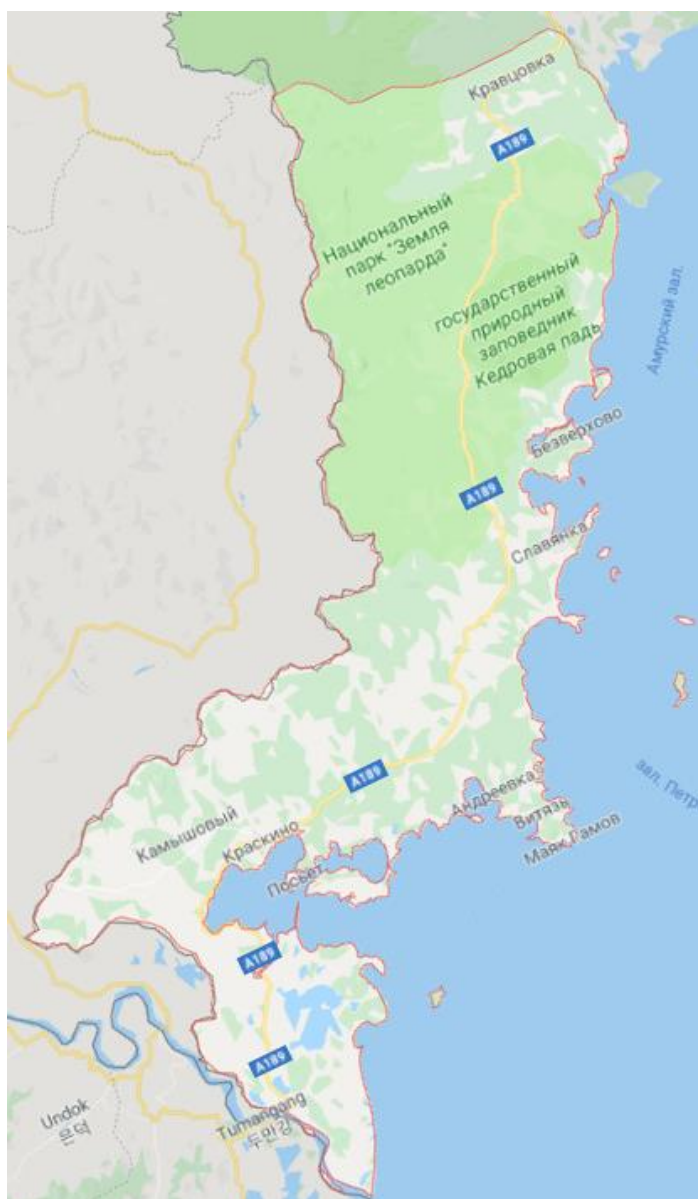


Рисунок 1 – Карта Хасанского района

Площадь района (включая острова) равняется 4 130 км², что составляет 2,54% от всей территории края. Общая протяжённость границ Хасанского района составляет примерно 872,7 км, из которых 329,5 км – сухопутная и 543,2 км – водная часть границы, при этом 250,9 км являются государственной границей Российской Федерации. На севере граничит с Уссурийским городским округом, на севере и северо-востоке – с Владивостокский городским округом, на юге и юго-западе по реке Туманная проходит граница с Корейской Народно-Демократической Республикой, на западе по хребту Чёрные горы – с Китайской Народной Республикой. На востоке и юго-востоке район омывается водами Амурского залива и залива Петра Великого.

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.

1.2 Климатическая характеристика района

Территория района расположена в умеренном климатическом поясе муссонного типа. Климат сурово холодный с малоснежной зимой и жарким влажным летом. Средняя температура января: от -9,2°С на юге, до -14 градусов на севере; июля: от +19°С - в приморской части, до +26°С во внутренних и южных районах. Осадков в год выпадает порядка 700 мм. Все необходимые характеристики района сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики района

Климатические условия	Расчетная величина
1	2
Район по ветру	IV
Нормативная скорость ветра, м/сек	7
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	26
Низшая температура воздуха, °С	-40
Среднегодовая температура воздуха, °С	6,8
Высшая температура воздуха, °С	34
Число грозových часов в год	10-20
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	6
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<40
Вес снегового покрова, кг/м ²	90
Продолжительность отопительного периода, сут.	196
Температура гололедообразования, °С	-10
Степень загрязнения атмосферы	III
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	1,24
Сейсмичность района, балл.	7
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	1,0-1,5

1.3 Характеристика энергосети Хасанского района

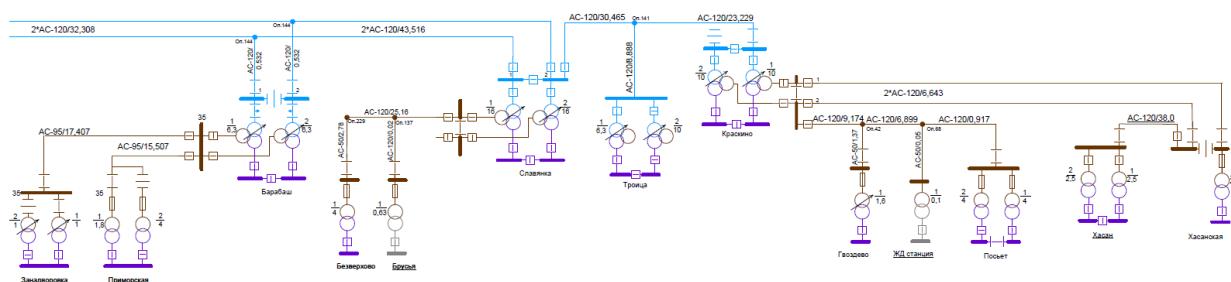


Рисунок 2 – Схема РЭС Хасанского района

ЭС Хасанского района включает в себя следующие энергообъекты:

Электроснабжение района осуществляется по четырём ПС 110 кВ: «Барабаш», «Славянка», «Троица», «Краскино и девяти ПС 35 кВ: «Занадворовка», «Приморская», «Безверхово», «Брусья», «Гвоздево», «Ж/Д», «Посъет», «Хасанская», «Хасан». Источник электроснабжения ПС 220/10 кВ по проекту - сеть 220 кВ.

1.4 Характеристика объекта электроснабжения – ДВЗТ

В соответствии с директивой Правительства РФ 1 ноября 2016 г. АО "ОЗК" учредило ООО «Дальневосточный зерновой терминал» для реализации инвестиционного проекта по строительству специализированного зернового терминала в морском порту Зарубино.

Объём зернового терминала составит до 40 млн. тон зерна в год. Ожидается, что 60% грузов будет приходиться на торговые потоки между северными и южными провинциями КНР. Перевалка грузов через большой порт Зарубино сократит транспортные расходы для импорта сырья и экспорта готовой продукции из Северо-Восточных провинций КНР. Порт будет иметь автомобильные и железнодорожные проходы, связанные с магистральными дорогами РФ.

Объект строительства – «Дальневосточный зерновой терминал» относится к I категории потребителей согласно [1]. Перерыв электроснабжения при нарушении от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Питание группы I категории должно обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Дальневосточный зерновой терминал по заявкам АО «ДРСК» на технологическое присоединение требует 15 МВт мощности. Соответственно, при выборе оборудования на ПС «Причал» необходимо учесть данные значения. ПС будет осуществлять электроснабжение только «Дальневосточный зерновой терминал». Следовательно, значение нагрузки фиксировано.

Объект запитывания электроэнергией «Дальневосточный зерновой терминал» – разрабатываемая ПС 220/10 кВ «Причал». Два независимых ИП – две питающие линии 220 кВ. Таким образом, решаются 3 задачи:

- развитие сети 220 кВ Хасанского района;
- возможность повышения надежности электроснабжения (за счет создания новых ВЛ);
- обеспечение электроэнергией потребителя I категории.

От каких ПС будет запитываться ПС 220/10 кВ «Причал» - задача, решение которой будет рассмотрено в проекте.

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 преобразования, производства, 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 и послеаварийные режимы.

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

Для проверки соответствия схемы требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов при отключении наиболее загруженных линий и трансформаторов. Расчеты режимов сетей 220 кВ и выше выполняются для полной схемы сети - при всех включенных линиях и трансформаторах.

Расчет режима ЭС 500-6 кВ районов Приморского края произведу с помощью программно-вычислительного комплекса (ПВК) RastrWin3.

Исходные данные для расчета режима сети запишу с помощью таблиц для удобства использования.

Таблица 2 – Информация о воздушных линиях электропередач 500 – 6 кВ в Приморском крае

Марка провода	Протяженность, км	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСим
1	2	3	4	5	6
АСО-300	51,85	Владивосток 220 кВ – Уссурийск 2 220 кВ	4,98	22,20	-137
АС-240	10,93	Уссурийск 2 110 кВ – Междуречье 110 кВ	1,31	4,43	-30,7
АС-240	5,59	Междуречье 110 кВ – УФК 110 кВ	0,67	2,26	-15,7
АС-240	7,62	УФК 110 кВ – Уссурийск 1 110 кВ	0,91	3,08	-21,4
АС-240	4,86	Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	2,13	9,31	57,3

Таблица 3 – Максимальные электрические нагрузки на шинах НН подстанций

Подстанция	Нагрузка на шинах нн	
	P _н , МВт	Q _н , МВар
1	2	3
ПС Междуречье	4,0	1,6
ПС Аэропорт	2; 2	0,5

Совершив ввод данных в ПВК RastrWin3, получаю расчет нормального установившегося режима электрической сети 500 – 6 кВ Приморском крае, перетоки мощностей в линиях и напряжения на шинах подстанций.

где $P_{\text{нач}}$, $Q_{\text{нач}}$ – 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
Владивосток 220 кВ – Уссурийск 2 220 кВ	50	45	178	50	40	0,44	1,98
Уссурийск 2 110 кВ – Междуречье 110 кВ	14	19	92	15	9	0,03	0,11
Междуречье 110 кВ – УФК 110 кВ	6	6	47	6	6	0,01	0,02
УФК 110 кВ – Уссурийск 1 110 кВ	6	5	44	6	5	0,01	0,02
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	-9	-5	26	-9	-2	-	0,02

Таблица 5 – Напряжения на шинах подстанций 500-6 кВ при нормальном режиме сети

Подстанция	Напряжение		
	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{сн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ
1	2	3	4
ПС Аэропорт	223,27	-	10,04
ПС Владивосток	510,00	223,49	10,16

Продолжение таблицы 5

ПС Уссурийск 2	218,06	33,64	5,26
ПС Междуречье	106,76	-	5,21
ПС УФК	106,60	-	5,32
ПС Уссурийск 1	106,41	33,80	5,28

Для имитации послеаварийного режима отключаю самый загруженный участок ЭС Приморского края. Самой загруженной линией является Уссурийск 2 – Владивосток 220 кВ.

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
Владивосток 220 кВ – Уссурийск 2 220 кВ	-	-	-	-	-	-	-
Уссурийск 2 110 кВ – Междуречье 110 кВ	-	-	-	-	-	-	-
Междуречье 110 кВ – УФК 110 кВ	-	-	-	-	-	-	-
УФК 110 кВ – Уссурийск 1 110 кВ	-	-	-	-	-	-	-
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	-9	-5	26	-9	-2	-	0,02

Таблица 7 – Напряжения на шинах подстанций 500-6 кВ в послеаварийном режиме сети

Подстанция	Напряжение		
	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
1	2	3	4

Продолжение таблицы 7

ПС Аэропорт	224,00	-	10,07
ПС Владивосток	510,00	224,22	10,19
ПС Уссурийск 2	-	-	-
ПС Междуречье	-	-	-
ПС УФК	-	-	-
ПС Уссурийск 1	-	-	-

После введения предложенной реконструкции распределительной сети 500 – 6 кВ режим электрической сети будет следующим.

Таблица 8 - Результаты вычисления нормального режима ЭС после реконструкции

ЛЭП	P_нач	Q_нач	I_max	P_кон	Q_кон	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
Владивосток 220 кВ – Уссурийск 2 220 кВ	50	45	178	50	40	0,45	1,99
Уссурийск 2 110 кВ – Междуречье 110 кВ	14	9	93	15	9	0,03	0,11
Междуречье 110 кВ – УФК 110 кВ	6	6	46	6	5	-	0,01
УФК 110 кВ – Уссурийск 1 110 кВ	6	5	44	6	5	0,01	0,02
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	-9	-5	26	-9	-2	-	0,02
Владивосток 220 кВ – Причал 220 кВ	-	-18	47	-	-1	0,03	0,10

Таблица 9 – Напряжения на шинах подстанций 500-6 кВ при нормальном режиме сети после реконструкции

Подстанция	Напряжение		
	Uвн, кВ	Uсн, кВ	Uнн, кВ
1	2	3	4
ПС Аэропорт	222,95	-	10,20
ПС Владивосток	510,00	223,17	10,14
ПС Уссурийск 2	217,73	106,25	9,64
ПС Междуречье	106,59	-	5,20
ПС УФК	106,44	-	5,31
ПС Уссурийск 1	106,25	33,59	5,26
ПС Причал	220,29	-	9,98

Для имитации послеаварийного режима после реконструкции, отключаю самый загруженный участок Приморского края. Самой загруженной линией является Уссурийск 2 - Владивосток 220 кВ.

Таблица 10 – Результаты вычисления послеаварийного режима ЭС после реконструкции

ЛЭП	P_нач	Q_нач	I max	P_кон	Q_кон	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
Владивосток 220 кВ – Уссурийск 2 220 кВ	-	-	-	-	-	-	-
Уссурийск 2 110 кВ – Междуречье 110 кВ	-	-	-	-	-	-	-
Междуречье - УФК	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 10

УФК 110 кВ – Уссурийск 1 110 кВ	-	-	-	-	-	-	-
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	-9	-5	26	-9	-2	-	0,02
Владивосток 220 кВ – Причал 220 кВ	-	-18	47	-	-1	0,03	0,10

Таблица 11 – Напряжения на шинах подстанций 500-6 кВ в послеаварийном режиме сети после реконструкции

Подстанция	Напряжение		
	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
1	2	3	4
ПС Аэропорт	223,67	-	10,6
ПС Владивосток	510	223,90	10,18
ПС Уссурийск 2	-	-	-
ПС Междуречье	-	-	-
ПС УФК	-	-	-
ПС Уссурийск 1	-	-	-
ПС Причал	221,41	-	10,01

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Если обратиться к стратегии специально индивидуальной программе развития Приморского края на период до 2020 года, то мы увидим тенденцию роста потребления электроэнергии и в будущем, чему способствует как развитие промышленности и торговли с соседними странами, так и возникшие новые рабочие места на территории края.

Строящимся объектом в Хасанском районе является Дальневосточный зерновой терминал, расположенный неподалёку от порта Зарубино. Для электроснабжения объекта, с заявленной мощностью 15 МВт планируется строительство подстанции «Причал» 220/10 кВ. Присутствует необходимость обеспечения резервным питанием, поэтому будет целесообразно пустить электроснабжение с двух линий.

Первый вариант подключения ПС «Причал» это строительство двухцепной воздушной линии 220 кВ от подстанции «Владивосток» (Рисунок 3). Длина линии будет составлять 135 км.

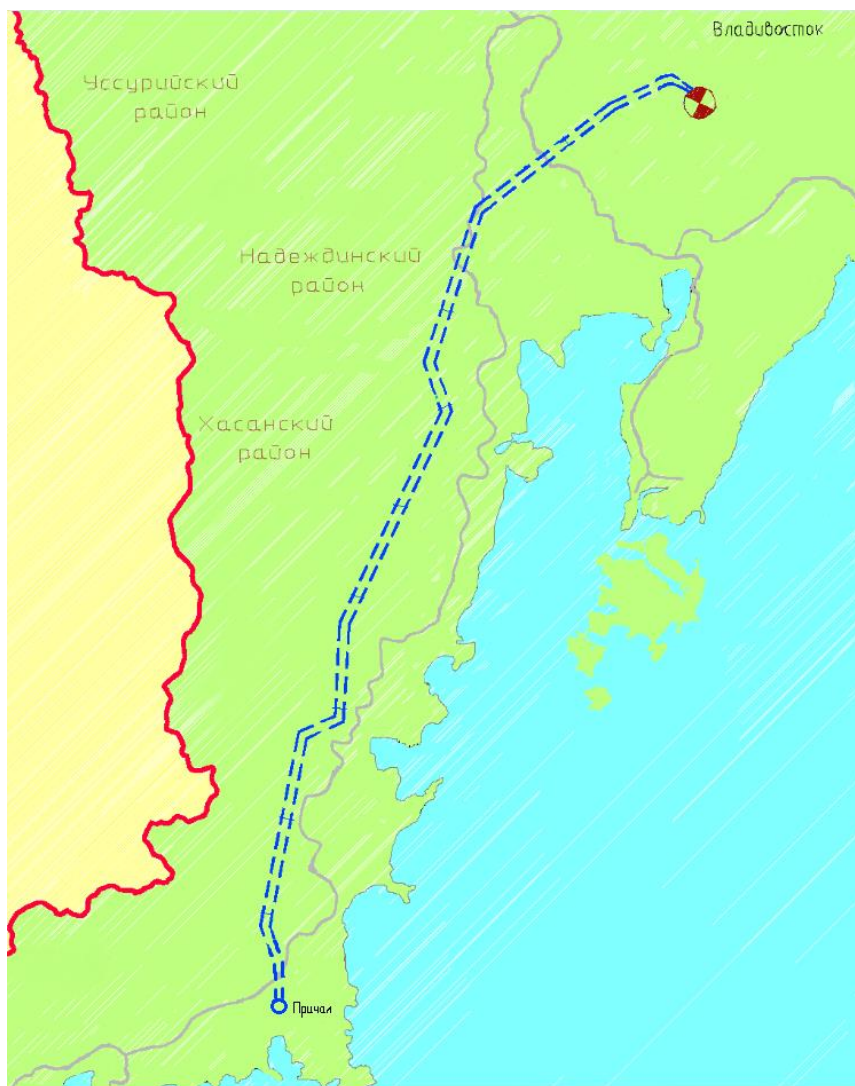


Рисунок 3 – Вариант электроснабжения ПС «Причал» двухцепной линией к ПС «Владивосток»

Второй вариант подключения электроснабжения ПС Причал в сеть 110 кВ Хасанского края. Это подключение в рассечку двухцепной воздушной ЛЭП 110 кВ между ПС «Славянка» и ПС «Барабаш» (Рисунок 4). Данная линия, протяженностью 44 км. Моя ПС Причал будет подключена в нескольких километрах от подстанции «Славянка». Протяженность новой линии составит 40 км.

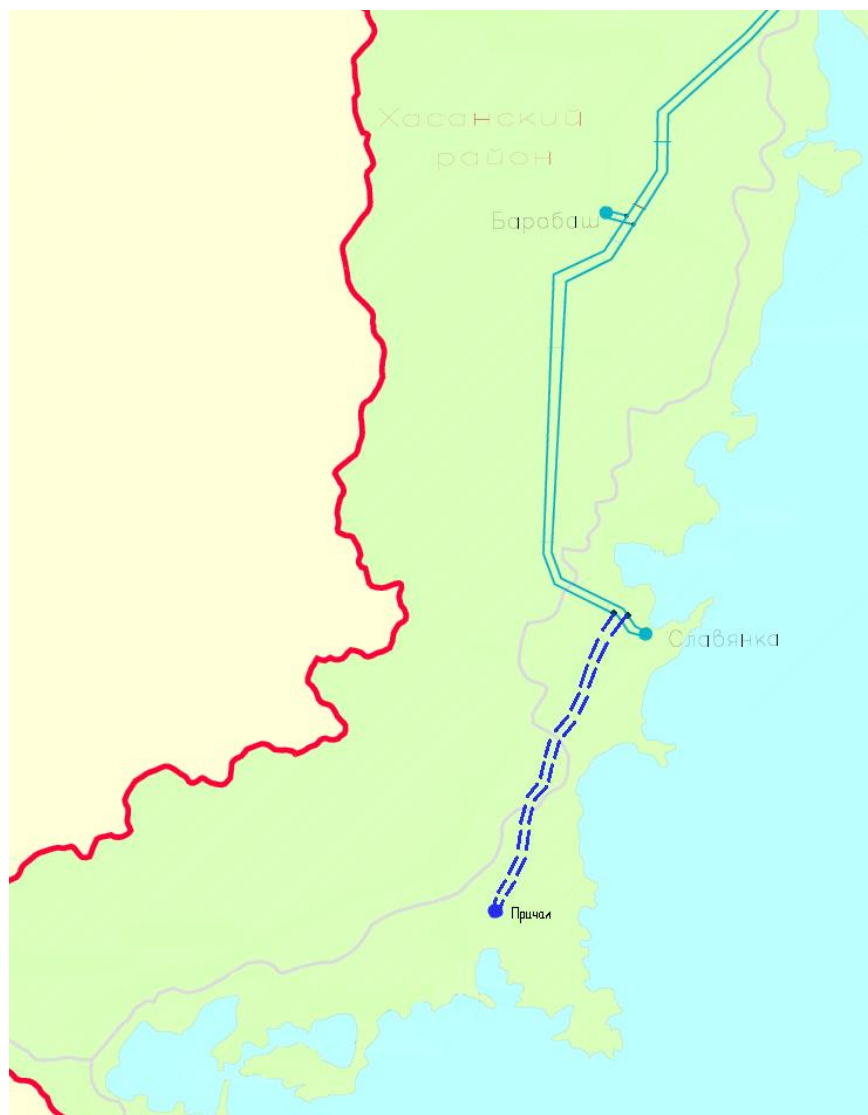


Рисунок 4 – Вариант электроснабжения ПС «Причал» в рассечку линии «Славянка - Барабаш»

Очевидно, наиболее выгодным вариантом является первый - подключение ПС «Причал» к ПС «Владивосток». Этот вариант был выбран мной так как запас пропускной способности линии 110 кВ Давыдовка – Барабаш – Славянка - недостаточен, чтобы присоединить к ней потребителя с ожидаемой нагрузкой. Так же линия 110 кВ в рассматриваемом районе исчерпала нормативный срок эксплуатации (40 лет). ПС Владивосток же, имеет запас пропускной способности, а так же даёт начало развития сети 220 кВ в Хасанском районе и создает возможность для организации поставок электроэнергии и мощности из Приморского края в соседние страны.

4 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПС «Причал»

Подстанция «Причал» 220/10 кВ это тупиковая двух трансформаторная подстанция. Питается она от двух воздушных линий 220 кВ. Подстанция предназначена для питания Дальневосточного зернового терминала ООО «ДВЗТ».

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

В качестве РУ на стороне высокого напряжения 220 кВ я выбрал типовую схему 4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Данная схема применяется для классов напряжения 35 - 220 кВ и рекомендуется для тупиковых или ответвительных двух-трансформаторных ПС питаемых по двум воздушным линиям. Данная схема удовлетворяет требованиям ПС «Причал», следовательно, обеспечивает экономичность, надежность, простоту и безопасность эксплуатации ПС.

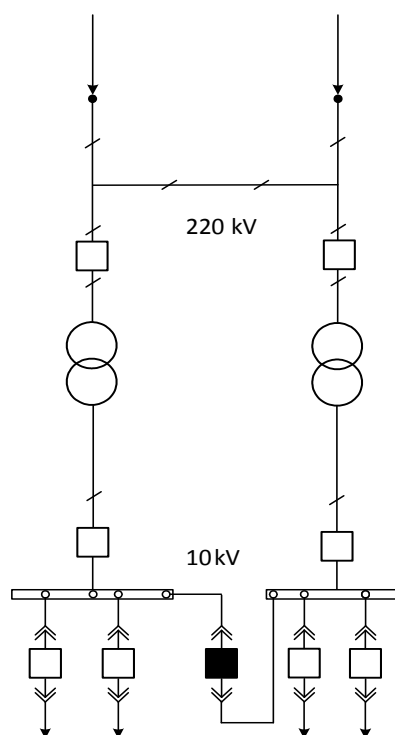


Рисунок 5 – Главная схема подстанции

4.1 Выбор сечений питающих линий ПС «Причал»

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

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

Воздушная линия электропередач, к которой будет подключаться подстанция, 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.

$$I_{max} = \frac{\sqrt{15^2 + 6^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 0,021 \text{ кА}$$

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.

$$\alpha_i = 1,05;$$

$$\alpha_t = 1,07.$$

$$I_p = 0,021 \cdot 1,05 \cdot 1,07 = 0,023 \text{ кА}$$

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

Провод сечения АС-240/32 полностью удовлетворяет требованиям для того, чтобы подключения ПС.

4.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Активная и реактивная мощность, которая передаётся через силовые трансформаторы, являются исходными данными, при выборе мощности силовых трансформаторов:

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

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

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

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

$$S_p = \frac{\sqrt{15^2 + 6^2}}{2 \cdot 0,7} = 11,5 \text{ МВА}$$

Выбираем мощность трансформатора из нормального ряда выпускаемых трансформаторов. Значение расчетной мощности не должно превосходить значения номинальной мощности. На подстанции «Причал» выбираю два трехфазных двухобмоточных трансформатора марки - ТДН-10000/220 Проведу проверку выбранного трансформатора по коэффициенту загрузки:

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

При работе одного трансформатора (послеаварийный режим)

$$K_3 = \frac{11,5}{1 \cdot 10} = 1,15$$

При работе двух трансформаторов

$$K_3 = \frac{11,5}{2 \cdot 10} = 0,57$$

Проверка показала, что по коэффициенту загрузки данный трансформатор подходит, что в свою очередь доказывает правильность выбора трансформатора.

Таблица 12 – Каталожные данные трансформатора

ТДН-10000/220	Напряжение обмоток, кВ	Напряжение короткого замыкания, %
1	2	3
Обмотка ВН	230	11,5
Обмотка НН	10,5	

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

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

- В течение всего процесса КЗ фазы ЭДС всех генераторов не изменяются;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независимыми от тока индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи;
- не учитывают емкости и проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- считаем трехфазную систему симметричной;
- не учитываем влияние нагрузки на ток КЗ;
- пренебрегают активным сопротивлением сети при вычислении тока КЗ.

Вместе с упрощением расчетов данные разрешения приводят к некоторому завышению токов короткого замыкания (погрешность методов не превышает 10%).

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

Расчетная схема приведена на рисунке 8.

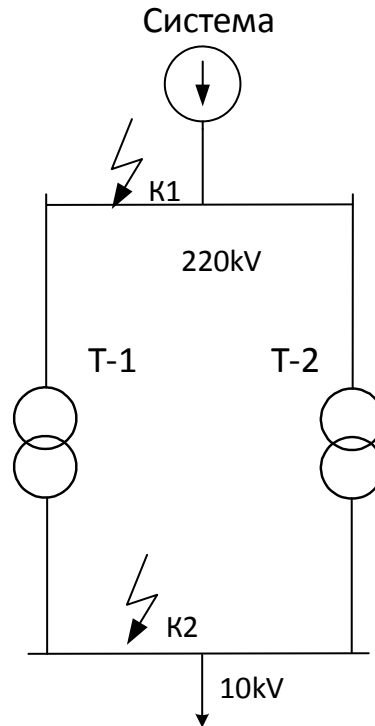


Рисунок 6 - Расчетная схема замещения

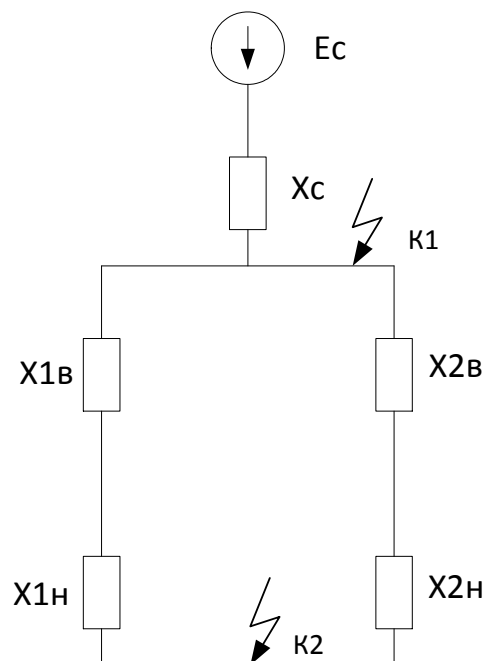


Рисунок 7 – Преобразованная схема замещения

Определение параметров схемы замещения

По формулам (5-6) определяем напряжения КЗ обмоток:

$$U_{кзВ} = 0,5 \cdot (U_{КВВС} + U_{КВВН} + U_{КВСН}) \quad (5)$$

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

$$U_{кзН} = 0,5 \cdot (U_{кзВН} + U_{кзСН} + U_{кзВС}) \quad (6)$$

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

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

$U_{кзВС}$ – напряжение короткого замыкания обмоток высшего – среднего напряжения трансформатора;

$U_{кзВН}$ – напряжение короткого замыкания обмоток высшего – низшего напряжения трансформатора;

$U_{кзСН}$ – напряжение короткого замыкания обмоток среднего – низшего напряжения трансформатора;

$U_{кзН}$ – напряжение короткого замыкания обмотки низшего напряжения трансформатора.

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

Сопротивление обмотки высшего напряжения:

$$X_{1В} = X_{2В} = \frac{U_{КВ}}{100} \cdot \frac{U_{В}^2}{S_{Н}} \cdot \left(\frac{U_{В}}{U_{Н}} \right)^2 \quad (7)$$

где $U_{В}$ – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения;

S_H – номинальная мощность трансформатора.

Сопротивление обмотки низшего напряжения:

$$X_{1H} = X_{2H} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} \cdot \left(\frac{U_B}{U_H}\right)^2 \quad (8)$$

где U_H – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения;

$$X_{1B} = X_{2B} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{10} \cdot \left(\frac{230}{230}\right)^2 = 608,35 \text{ Ом}$$

$$X_{1H} = X_{2H} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{11^2}{10} \cdot \left(\frac{230}{11}\right)^2 = 607,82 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы в максимальном режиме $X_s=403 \text{ Ом}$

Сопротивление системы бесконечной мощности в минимальном режиме $X_s=518 \text{ Ом}$

Так как левая часть схемы замещения симметрична её правой части, то произведём преобразование путем закорачивания узлов с равными потенциалами. На рисунке (10) приведен результат преобразования

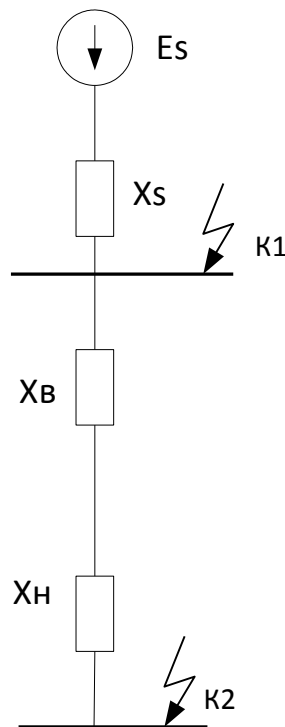


Рисунок 8 – Преобразованная схема замещения

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

$$X_B = X_{1B}/2 \quad (9)$$

$$X_H = X_{1H}/2 \quad (10)$$

$$X_B = 608,35/2 = 304,17 \text{ Ом}$$

$$X_H = 607,82/2 = 303,91 \text{ Ом}$$

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

$$X_{K2_{\max}} = X_S + X_B + X_H \quad (11)$$

$$X_{K2_{\min}} = X_S + X_B + X_H \quad (12)$$

$$X_{K2_{\max}} = 403 + 304,17 + 303,91 = 1011,08 \text{ Ом}$$

$$X_{K2_{\min}} = 517 + 304,17 + 303,91 = 1125,08 \text{ Ом}$$

Расчет токов короткого замыкания

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

$$I_{\text{по}_B} = E_c / X_k, \quad (13)$$

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):

$$I_{no1_{в.маx}} = 230/403 = 0,6 \text{ кА}$$

$$I_{no1_{в.миn}} = 230/517 = 0,4 \text{ кА}$$

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

$$I_{no2_{в.маx}} = 230/1011,08 = 0,22 \text{ кА}$$

$$I_{no2_{в.миn}} = 230/1125,08 = 0,20 \text{ кА}$$

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

$$I_{no} = I_{no_{в}} \cdot \frac{U_{в}}{U_{к}} \quad (14)$$

где $U_{в}$ – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора;
 $U_{к}$ - номинальное напряжение обмотки трансформатора на стороне КЗ.

$$I_{no1_{маx}} = 0,6 \cdot \frac{230}{11,5} = 12 \text{ кА}$$

$$I_{no2_{маx}} = 0,22 \cdot \frac{230}{11,5} = 4,4 \text{ кА}$$

Начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ определяем по формуле:

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \quad (15)$$

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

$$I_{a01_{\max}} = \sqrt{2} \cdot 12 = 17 \text{ кА}$$

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

$$I_{a02_{\max}} = \sqrt{2} \cdot 4,4 = 6,2 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ определяем по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot (1 + e^{-0,01/Ta}) \quad (16)$$

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

По формуле (16) определяются ударные токи КЗ:

$$i_{y\partial 1 \max} = \sqrt{2} \cdot 17 \cdot (1 + e^{-0,01/0,02}) = 27,5 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 2 \max} = \sqrt{2} \cdot 6,2 \cdot (1 + e^{-0,01/0,05}) = 16 \text{ кА}$$

Точка короткого Замыкания	$I_{по}, \text{кА}$	$T_{a,c}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$
1	2	3	4	5
K1	12	0,02	27,5	17
K2	4,4	0,05	16	6,2

6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

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

6.1 Выбор комплектных распределительных устройств

Устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, и другими электрическими вспомогательными приборами называется КРУ.

Шкафы с полной сборкой, готовые к работе с оборудованием поступают на место установки. Использование КРУ позволяет значительно ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ значительно безопасней обычных РУ, так как все части, которые находятся под напряжением, закрыты металлическим корпусом.

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

Комплектные распределительные устройства на напряжение 10 кВ серии К-132 «Новатор» предназначены для приема и распределения электрической энергии в электрических сетях переменного трехфазного тока частотой от 50 до 60 герц, с уровнем номинального напряжения 10 кВ с частично заземленной нейтралью или с изолированной нейтралью.

Таблица 14 - Основные технические параметры шкафов КРУ серии К-132

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

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

Выбор выключателей производится:

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (17)$$

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (18)$$

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

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

Проверка осуществляется по термической устойчивости и отключающей способности.

Выбор и проверка выключателя на стороне 220 кВ

$$I_{p.max} = 1,35 \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 53,1 \text{ A}$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 12^2 \cdot (0,065 + 0,0002) = 9,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 15^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 15 - Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя на стороне 220 кВ

Каталожные дан-	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ A}$	$I_{p.max} = 53,1 \text{ A}$	$I_p \leq I_n$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$I_{уд} = 27,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$

$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 9,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

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

Аналогично выбираем выключатель на стороне 10 кВ

Выбор и проводим проверку выключателей на стороне 10 кВ

$$I_{р.мах} = 1,35 \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1170 \text{ А}$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_{к} = 4,4^2 \cdot (0,4 + 0,065) = 9,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 15^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 16 - Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя на стороне 10 кВ

Каталожные дан-	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{н} = 10 \text{ кВ}$	$U_{р} = 10 \text{ кВ}$	$U_{р} \leq U_{н}$
$I_{н} = 2500 \text{ А}$	$I_{р.мах} = 1170 \text{ А}$	$I_{р} \leq I_{н}$
$i_{нр.скв} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 16 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$

$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2997 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K = 9,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

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

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 - это создать видимый разрыв и изолировать части электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного вывода их в ремонт.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: длительному току, напряжению, 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

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для заземлителей

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 15^2 \cdot 1 = 225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сравнение расчетных данных и каталожных данных для разъединителя представлено в таблице 17.

Таблица 17 – Сопоставление расчётных данных и каталожных данных разъединителя на стороне ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 53,1 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 27,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 9,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 9,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

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, для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Номинальный ток трансформатора тока выбираем 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 приборов защиты, другая для включения электроизмерительных приборов.

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по току

$$I_{ном} \leq I_{1ном},$$

$$I_{max} \leq I_{1ном}.$$

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

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

(21)

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

где k_t – 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 «Причал» принимаю трансформатор тока ТОГФ-220/150 УХЛ1.

Таблица 18 – Каталожные и расчетные данные ТОГФ-220/150 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 150 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 53,1 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 27,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 992 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 225 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,525 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

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

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

Таблица 19 – Каталожные и расчетные данные ТТ ТОЛ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_P = 1170 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{\text{дин}} = 124 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 16 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 2352 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 406 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

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 классу точности;
- по конструкции и схеме соединения;
- по напряжению установки;
- 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 20 - 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 регистр-й	Н-394	2	1	0	1	1	2	0
Вольтметр	Э-365	2	1	0	1	1	2	0
Сумма							4	

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

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НТ} = 220$ кВ	$U_{Н} = 220$ кВ	$U_{НТ} \geq U_{Н}$
$S_{Н} = 100$ ВА	$S_{Р} = 4$ ВА	$S_{Н} \geq S_{Р}$

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, подключённых к вторичной обмотке трансформатора приведена в таблице 22.

Таблица 22 – 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
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 23 – 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:

$$r_{приб} = \frac{S_{2\Sigma}}{I_{2ном}^2} \quad (24)$$

$$r_{приб} = \frac{5}{0,607^2} = 1,357\text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} \quad (25)$$

$$r_{\text{пров}} = 100 - 13,57 - 0,1 = 83,33 \text{ Ом.}$$

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

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

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. При токах до 3000 ампер применяются и двухполосные и однополосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Ток продолжительного режима:

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

$$I_{\text{норм}220} = \frac{10000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 13,123 \text{ A}$$

$$I_{\text{норм}10} = \frac{10000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 288,684 \text{ A}$$

$$I_{\text{р.мах}} = 1,35 \cdot I_{\text{норм}} \quad (30)$$

$$I_{\text{р.мах}220} = 1,35 \cdot 13,123 = 17,716 \text{ A}$$

$$I_{\text{р.мах}10} = 1,35 \cdot 288,684 = 389,723 \text{ A}$$

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

Проверка по термостойкости:

На стороне 220 кВ:

$$I_{\text{н.о}} = 12 \text{ кА}; T_a = 0,02; i_y = 27,5 \text{ кА}.$$

На стороне 10 кВ:

$$I_{\text{н.о}} = 4,4 \text{ кА}; T_a = 0,05; i_y = 16 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока к.з.:

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

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

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

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

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

где $c = 91$ в справочных данных.

$$q_{\min 220} = \frac{\sqrt{29.792 \cdot 10^6}}{91} = 59,98 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min 10} = \frac{\sqrt{8,781 \cdot 10^6}}{91} = 32,563 \text{ мм}^2$$

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

Шины показали себя термически стойкими, что в свою очередь удовлетворяют условиям.

Далее проверяю 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:

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

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 я могу их использовать.

6.7 Выбор проходных изоляторов

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

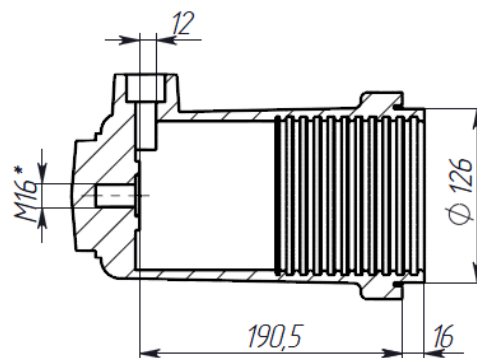
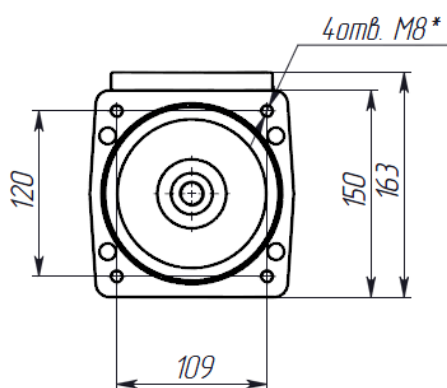
$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н};$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yo}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \text{ Н}; \quad (37)$$

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

ИСПОЛНЕНИЕ 1



ИСПОЛНЕНИЕ 2

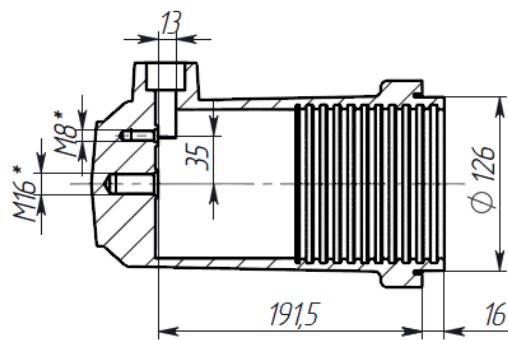
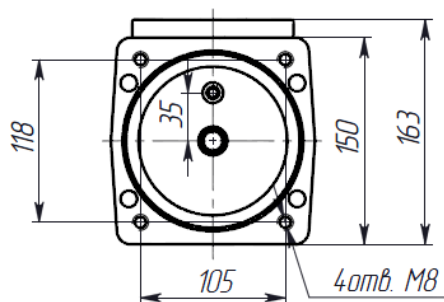


Рисунок 8 – Общий вид проходного изолятора ИПУ-10-150

6.8 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:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (38)$$

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.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (39)$$

Для 220 кВ:

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

Для 10 кВ:

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

$$F_{доп} \geq F_u \quad (40)$$

Для 220 кВ:

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

Для 10 кВ:

$$7200 \text{ Н} \geq 336,16 \text{ Н.}$$

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

Общий вид опорного изолятора ОСК-8-220-А-2 УХЛ1 приведен на рисунке 11.

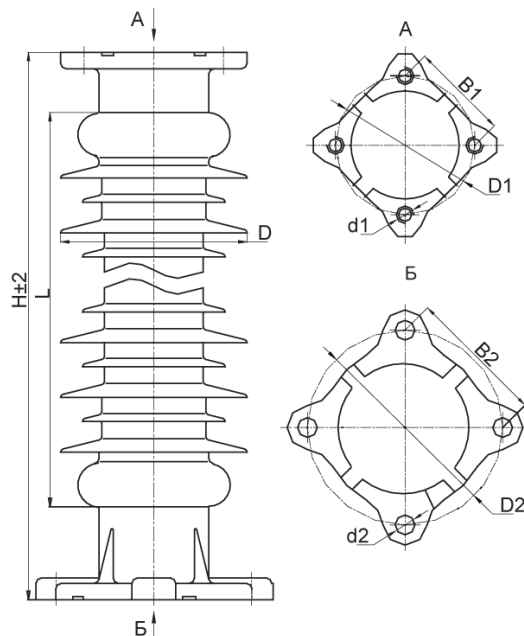


Рисунок 9 – Общий вид опорного изолятора ОСК-8-35-А-2 УХЛ1

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

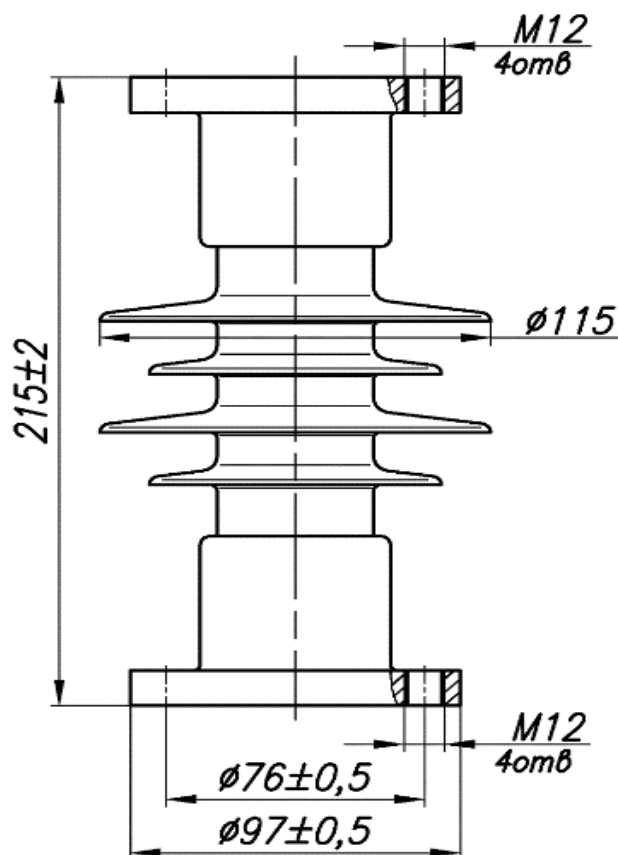


Рисунок 10 – Общий вид опорного изолятора ОСК 12,5-10-2 УХЛ1

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

6.9 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:

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

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:

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

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

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

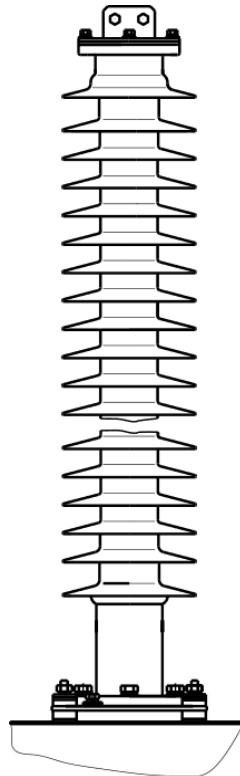


Рисунок 11 – Ограничитель перенапряжения ОПН-П2-
220/176/10/2УХЛ1

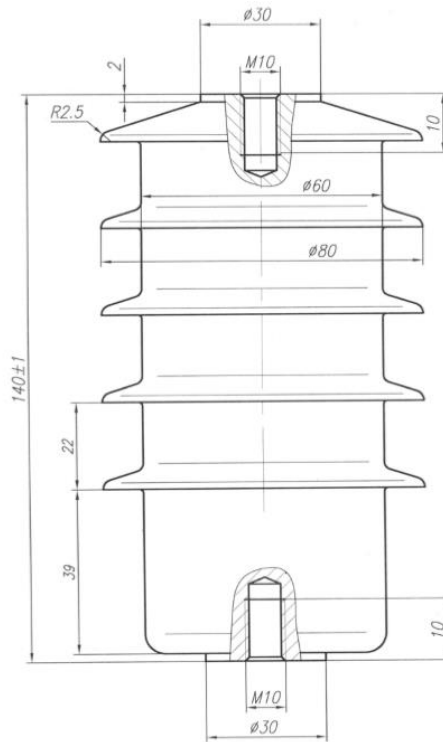


Рисунок 12 – Ограничитель перенапряжения ОПН-П/ЗЭУ-К-10 кВ общий вид и габаритные размеры

6.10 Выбор и проверка ТСН

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

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

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:

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

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

ВЧ 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. Они состоят из соединённых параллельно элементов настройки и силового реактора. Высокочастотные заградители можно установить на линейных порталах или же на фундаменте.

Выбор высокочастотных заградителей производим по номинальным и ударным токам.

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

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

Таблица 24 – Условия выбора ВЗ-1250-0,5У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 53,1 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб.маx}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 12 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{пт}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 27,5 \text{ кА}$	$i_{дин} > i_{уд}$

Выбранный ВЧ заградитель удовлетворяет требованиям для установки в линии ПС Причал.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Основные типы защит трансформаторов

Сам по себе трансформатор это 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 замыкания на землю и межфазных коротких замыканий. В обмотках трансформаторов возможно замыкания между обмотками разных напряжений и появление межвитковых и межфазных КЗ.

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

Защита трансформаторов должна:

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

Дифференциальная защита трансформатора действует при повреждениях обмоток, вводов и шин трансформаторов.

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

Газовая защита защищает от повреждений внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, и при понижениях уровня масла.

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

Защита замыканий на корпус. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала.

7.2 Газовая защита трансформатора

Газовая защита является универсальной защитой для трансформатора. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширительный бачок для масла.

Использование данной защиты является обязательным на трансформаторах мощностью свыше 6300 кВА, а также устанавливается на трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. Так же может применяться как дополнительная мера защита при наличии другой быстродействующей защиты, но не является обязательным.

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

как прочие защиты не могут обнаружить внутренние повреждения, то газовая защита способна их распознать.

7.3 Дифференциальная защита трансформаторов

Основной быстродействующей защитой является ДЗТ. Она сложна и ставится не на всех трансформаторах. Устанавливается на параллельно работающим трансформаторам мощностью свыше 4000 кВА; одиночно работающим трансформаторам мощностью свыше 6300 кВА; на трансформаторах мощностью свыше 1000 кВА, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ($K_{\text{ч}} < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

Данная защита работает быстро и селективно, отключая повреждённую 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. Дифференциальная защита автотрансформатора в подключении аналогична.

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:

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

$$I_{ном} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 26,2 \text{ A}$$

Сторона НН:

$$I_{ном} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,4 \text{ A}$$

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

$$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I} \tag{45}$$

$$I_{ном,В} = \frac{26,2 \cdot \sqrt{3}}{150 / 5} = 1,51 \text{ A}$$

Сторона НН

$$I_{ном,В} = \frac{577,4 \cdot \sqrt{3}}{2000 / 5} = 2,50 \text{ A}$$

Расчет максимальной токовой защиты:

Рабочий максимальный ток

Сторона ВН

$$I_{р.мах} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \tag{46}$$

$$I_{p.max} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 26,2 \text{ A}$$

Сторона НН

$$I_{p.max} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,4 \text{ A}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{MTЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.зап.}}{K_B} \cdot I_{p.max}$$

(47)

Сторона ВН

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

Сторона НН

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

Расчет защиты от перегрузки

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CЗ.П} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{ном} \tag{48}$$

Сторона ВН

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

Сторона НН

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

Вторичный ток защиты:

$$I_{\text{втор.П}} = K_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{СЗ.П}}}{n_T} \quad (49)$$

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 электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе.

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

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или в землю в близь установки. Молния 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, которые сопровождаются резонансными явлениями или колебательными процессами.

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

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

При установке на открытое распределительное устройство отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительных устройств.

тельного устройства.

8.2 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 типом зоны защиты и молниезащиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: тросовых, стержневых, сетчатых, комбинированных. Наиболее часто используются молниеотводы стержневые.

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 сооружений и зданий 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 тросовые молниеотводы, стержневые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

Принимаю высоту молниеотвода:

$$H = 20 \text{ м,}$$

При $H \leq 150 \text{ м.}$

Зона А

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot H \text{ м.} \quad (50)$$

$$h_{\text{эф}} = 17$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) H = 21,2 \text{ м.} \quad (51)$$

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

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) \quad (52)$$

$$r_x = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{11}{17} \right) = 7,48$$

Расстояние между молниеотводами 1-2:

$$L = 23 \text{ м.}$$

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

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 21,2 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) = 16,5 \text{ м.} \quad (53)$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}} \right) = 7 \text{ м.} \quad (54)$$

Зона Б

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,92 \cdot H = 18,4 \text{ м.} \quad (55)$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,5 \cdot H = 30 \text{ м.} \quad (56)$$

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:

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

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}} \right) = 11,5 \text{ м.}$$

8.3 Расчёт заземлителя

Расчёт заземлителей подстанции:

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

Площадь подстанции под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,8) \cdot (B + 2 \cdot 1,8) \text{ м}^2 \quad (57)$$

$$S = (30 + 2 \cdot 1,8) \cdot (30 + 2 \cdot 1,8) = 1129$$

Принимаю 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:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \text{ мм}^2; \quad (58)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{МОЛН}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (59)$$

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 207,02 \text{ мм}^2$$

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

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

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (60)$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2$$

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

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

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (61)$$

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

Если выполняется условие:

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

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

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

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{\Pi-\Pi}}; \quad (62)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 1129}{9} = 451 \text{ м}$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (63)$$

$$m = \frac{451}{2 \cdot \sqrt{1129}} - 1 = 5,7$$

Принимаем: $m = 6$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6 \text{ м}; \quad (64)$$

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:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (65)$$

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

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:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (66)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1129}}{24} = 5,6$$

Принимаю: $n_B = 7$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (67)$$

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:

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (68)$$

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

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_6} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (69)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_6} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (70)$$

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 рассматриваемого искусственно-го 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;

Принимаем его равным 0,4.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (71)$$

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

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,43 \cdot 1,1 = 0,47 \quad (72)$$

Условие $R_u < 0,5$ выполняется.

8.4 Анализ грозоупорности

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

Перенапряжение - превышение напряжения сверх наибольшего рабочего. Перенапряжения подразделяются на внешние и внутренние.

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 км² поверхности земли принимается равным 0,067 удара за грозовой час. Число ударов молнии за 100 грозовых часов в сооружение размерами А×В×Н рассчитывается по формуле:

$$n = 6.7 \cdot (A + 7H) \cdot (B + 7H) \cdot 10^{-6} \quad (73)$$

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

Среднее число перекрытий изоляции подстанции вследствие прорывов молнии в зону защиты определяется:

$$\beta_1 = n \cdot P_{np} \cdot P_{пер} \cdot \frac{D_z}{100} \quad (74)$$

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:

$$P_{пер} = e^{-0,04 \cdot I_{np.пер}}; \quad (75)$$

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

$$\beta_2 = n \cdot P_{пр} \cdot P_{обр} \cdot \frac{D_2}{100}, \quad (76)$$

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

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

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

$$I_{пер} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot L}{R_u} \quad (77)$$

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:

$$\beta_3 = 4 \cdot h_{mp} \cdot \left\{ P_\alpha + (1 - P_\alpha) \cdot \left(\frac{4 \cdot h_{on}}{L_{3n}} \cdot P_{on} \cdot \eta_1 + \right. \right. \\ \left. \left. + \left(1 - \frac{4 \cdot h_{on}}{L_{3n}} \right) \cdot P_{mp} \cdot \eta_2 \right) \right\} \cdot \frac{D_2}{100} \cdot \frac{m \cdot L_{on}}{100}, \quad (78)$$

где m – число отходящих линий;

L_{3n} - длина защищаемого подхода;

h_{on} - высота опоры;

$\eta_1 = 0,7$ - 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.

$$\ln P_\alpha = \frac{\alpha \cdot \sqrt{h_{on}}}{90} - 4 \quad (79)$$

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:

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

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

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

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

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

$$M = \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3} \tag{80}$$

$$M = \frac{1}{0,159 \cdot 10^{-3} + 0,18 \cdot 10^{-3} + 0,05} = 19,8 \text{ лет.}$$

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

Энергетика это основа хозяйства и промышленности всего мира. Объекты энергетики наиболее интенсивно влияют на биосферу. С развитием энергетики улучшаются уровни надежности, безопасности и экологической энергообъектов, а так же их защита при возникновении чрезвычайных ситуаций. В связи с вышеперечисленным, для данного проекта будут рассмотрены (Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ в Хасанском районе Приморского края) следующие пункты:

- безопасность при работе и эксплуатации электроустановок;
- экологичность, связанная с расчетом шума, создаваемым трансформаторами;
- возникновение чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться в процессе эксплуатации электрооборудования.

Требования к персоналу, выполняющему осмотры и оперативное обслуживание электроустановок

Оперативные переключения выполняют непосредственно оперативно-ремонтный или оперативный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [1]:

1) Вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;

2) Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

3) Отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

4.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

Работники, при выполнении работ, должны пройти профессиональную подготовку, которая будет соответствовать характеру работы. При ее отсутствии, работники должны быть обучены в профессиональных центрах подготовки персонала. Требования при монтаже:

1) Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

2) Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

3) Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

4) Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

4.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [2]:

1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;

2) рабочие места меняются ежедневно;

3) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, сложность работа зависит от погодных условий, от состояния подъездных путей и конструкцией опор [2].

4) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на большом расстоянии, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

В основном, работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на некоторую высоту. Производительным и более безопасным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем, с помощью специальных подъемных устройств, автогидроподъемника, автовышки и т.п.

Работы на опорах ВЛ относят в верхолазным, поэтому при выполнении работ на опорах, проводах, грозозащитных тросах необходимо точно выполнять правила техники безопасности [6].

На участках пересечений подвес проводов и тросов должен быть выполнен только после отключения и установки надежного устройства заземления рабочего пролета действующей части ВЛ.

На высоте в открытых местах производство монтажных работ при силе ветра 6 баллов и более запрещается.

Для того что бы избежать травмы в результате падения с высоты каких либо инструментов или деталей, категорически запрещено находится под опорой, корзиной вышки или люлькой подъемника во время проведения работ, а так же запрещается сбрасывать с высоты опоры какие-либо предметы.

4.1.4 Безопасность при эксплуатации трансформатора ПС 220 кВ Причал

Осмотр силовых трансформаторов выполняется непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями [1].

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородосодержанием воздуха в баке не менее 20% [1].

Работа должна производиться тремя работниками по наряду, при этом, двое из них являются страхующими. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом от ляточного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться непрерывная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом.

9.2 Экологичность

Силовые трансформаторы являются характерным источником шума на территории населенных мест. В зависимости от типовой мощности и класса напряжения в трансформаторах применяют различные системы охлаждения:

1) с принудительной циркуляцией воды и масла (системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ);

2) с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ);

3) с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д);

4) с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М);

На ПС Причал Хасанского района установлены 2 трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла серии ТДН – 10000/220. Для трансформаторов с таким типом охлаждения характерны аэродинамический и электромагнитный шумы.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

- 1) силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
- 2) магнитострикционный эффект;
- 3) силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его

сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней сердечника. У больших трансформаторов звуковая вибрация через масло в баке по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума.

Аэродинамический шум вызван движением потока воздуха, который создается системой механической вентиляции. Спектр аэродинамического шума, вызванный циркуляцией воздуха, непрерывный вследствие случайных распределений многих завихрений, следующих по поверхности вращения. На этот шум с физиологическим эффектом для уха в виде визга наложены высокие тона, частота которых определяется геометрией путей циркуляции охлаждающего воздуха. Аэродинамический шум можно снизить путем установкой звукопоглотителей, а так же подбора малошумных вентиляторов.

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется, как правило, электромагнитной составляющей, причем в любом случае она существенна в диапазоне частот приблизительно до 800 Гц. В шуме трансформатора преимущественно ощущаются тональные составляющие, частота которых соответствует удвоенной частоте сети (при частоте сети 50 Гц частота тональной составляющей равна 100 Гц), и их кратные гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение [3].

Для проверки соблюдения норм, необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму. Исходные данные приведены в таблице 1.

Таблица 25 - Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д)	10	220	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам и домам отдыха

1. Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [5].

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам составляет: 45 дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора [4].

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 10$ МВА, $U_{\text{ном}} = 220$ кВ):

$$L_{PA} = 88 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Распределительное устройство ПС «Причал» открытого исполнения.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТР, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (см. рисунок 13).

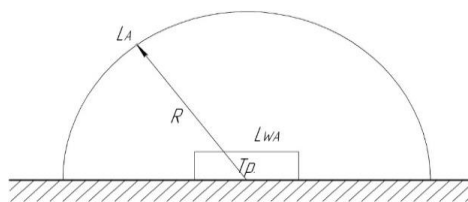


Рисунок 13 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (81)$$

где S - площадь поверхности полусферы, м^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (82)$$

где $S = \pi R^2$.

На ПС расположены 2 трансформатора и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 14. Расстояния R_1 , R_2 и l известны – $R_1=82$ м, $R_2=85$ м и $l=6$ м.

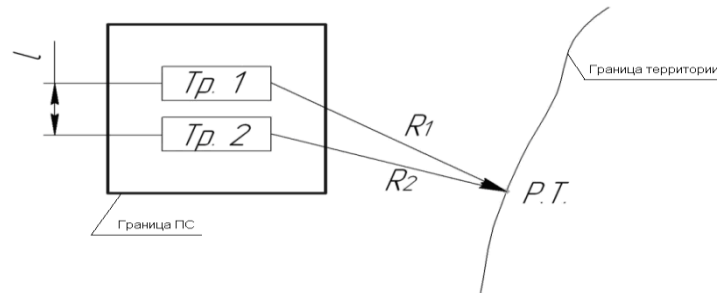


Рисунок 14 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Уровень шума, создаваемый каждым из трансформаторов, определяем по формулам:

$$L_{A1} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R_1^2}{S_0}; \quad (83)$$

$$L_{A2} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R_2^2}{S_0}; \quad (84)$$

$$L_{A2} = 88 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 82^2}{1} = 41,74 \text{ дБА,}$$

$$L_{A2} = 88 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 85^2}{1} = 41,43 \text{ дБА.}$$

Суммарный уровень шума в расчетной точке определяется по формуле:

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg \sum 10^{0,1L_{Ai}}; \quad (85)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg (10^{0,1 \times 41,74} + 10^{0,1 \times 41,43}) = 44,59 \text{ дБА.}$$

Соответствие создаваемого трансформаторами уровня шума санитарно-гигиеническим требованиям будет выполняться в случае соблюдения неравенства:

$$L_{A\Sigma} \leq \text{ДУ}_{L_A},$$

где ДУ_{L_A} – допустимый уровень шума
 $44,59 < 45$.

Уровень шума, создаваемый трансформаторами на ОРУ, не превышает допустимого уровня звука, следовательно, проведение мер по понижению уровня шума не требуется.

9.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайной ситуацией называют обстановку, которая складывается на определенной территории в результате аварии, природного явления создающего опасность, катастрофы или другого стихийного бедствия, которые могут повлечь или уже повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб жизни и здоровью людей или окружающей среде, так же значительные материальные потери и нанесение ущерба условиям жизнедеятельности людей.

В частности к чрезвычайной ситуации относят пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы противопожарной защиты и предотвращения пожара, включая организационно-технические мероприятия персонала.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс технических средств и организационных мероприятий, направленных на исключение возможностей возникновения пожара.

Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается [5]:

- изоляцией горючей среды и ограничением количества горючих веществ и их размещения;
- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов;
- недопущение распространения пожара за пределы очага;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- применением средств пожаротушения;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Имеет важное значение противопожарные преграды и разрывы в обеспечении пожарной безопасности. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери и т.п.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [5]:

- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством противопожарных преград (стен, навесов, поясов, защитных полос, специальных зон и т.п.);
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

10 ЭКОНОМИКА

Для создания новых, реконструкции и технического перевооружения предприятий и расширения действующих ПС необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они расходуются на строительные-монтажные работы, транспортные расходы, приобретение технологического оборудования и т.д.

При расчёте затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ». Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства [23].

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

10.1 Расчёт капиталовложений на сооружение ВЛЭП

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательские работы, подготовку трассы, затраты на приобретение элементов линии, транспортировку и 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 числа цепей на опоре, от сечения провода и от материала опор.

Данные по ВЛЭП проектируемой подстанции приведены в таблице 30.

Таблица 26 – Параметры линии

Провод	Длина, км	Удельная стоимость, тыс. руб./км
АС – 240/32	135	86

Капитальные затраты на сооружение ВЛ будут определяться по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_{тер.} \cdot K_{инф.} \cdot (K_{пр} + K_{зем} + K_{ЛЭП} + K_{дор}), \quad (86)$$

где $K_{инф.}$ – коэффициент инфляции, равный 4,27 (на 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:

$$K_{ЛЭП} = l \cdot k_{ЛЭП}, \quad (87)$$

где l – длина линии, км;

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

Все капитальные затраты на сооружение ВЛ представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Капитальные затраты

Расходы	Сумма, тыс. руб.
Затраты на вырубку просеки ($K_{пр.}$)	15698
Затраты на отвод земель ($K_{зем.}$)	104
Затраты на сооружение линии ($K_{ЛЭП}$)	191437
Затраты на устройство лежневых дорог ($K_{дор.}$)	30200
Итого	237439

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

$$K_{ВЛ} = 1,65 \cdot 4,27 \cdot 1,125 \cdot (15698 + 104 + 191437 + 30200) = 1881986 \text{ тыс.руб.}$$

10.2 Расчёт 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:

$$K_{ПС} = K_{инф.} \cdot K_{тер.} \cdot (K_{Тр} + K_{реактор} + K_{ЗРУ} + K_{пост} + K_{яч} + K_{зем}), \quad (88)$$

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

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

$K_{ЗРУ}$ – стоимость ЗРУ, зависящая от схемы РУ 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:

$$K_{Тр} = \sum K_{Трi}$$

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

Капиталовложения на сооружение ЗРУ:

$$K_{ЗРУ} = n_{РУ} \cdot K_{РУ} \quad (89)$$

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

$n_{РУ}$ – количество РУ, шт.

В таблице 28 представлены типы трансформаторов, выбранные для проектируемой подстанции, и их базовая стоимость на период 2019 г.

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

Таблица 28 – Стоимость трансформаторов

Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб.
ТДН – 10000/220	2	22040

Капитальные затраты на ЗРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Стоимость ЗРУ

Схема РУ	Стоимость на 2019г., тыс. руб.	Срок полезного использования $T_{сл}$, лет
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	16800	20

Постоянная часть затрат представлена в таблице 30.

Таблица 30 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	Постоянная часть затрат в ценах 2019г., тыс. руб.
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	12680

Определим суммарные капиталовложения на сооружение ПС «Причал»:

$$K_{ПС} = 4,27 \cdot 1,65 \cdot (22040 + 16800 + 12680 + 6000) = 405258 \text{ тыс. руб.}$$

Общие капитальные вложения на сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций $K_{ПС}$, тыс. руб.;
- капиталовложения на сооружение ЛЭП $K_{ВЛ}$, тыс. руб.

$$K_{Общ} = K_{ПС} + K_{ВЛ},$$

(90)

Таким образом, общие капиталовложения составят:

$$K_{Общ} = 1879976 + 424184 = 2304160 \text{ тыс. руб.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью ВКР была реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ Хасанского района Приморского края в связи с подключением Дальневосточного зернового терминала. К распределительной сети 220 кВ была подключена подстанция 220/10 кВ «Причал», питающая строящийся в данный момент ДВЗТ, так же была выбрана главная схема, всё необходимое электрическое оборудование на ПС. Рассчитаны режимы электрической сети до и после реконструкции. В части безопасности и экологичности были описаны требования к персоналу, выполняющему осмотры и оперативное обслуживание электроустановок, действия при ЧС, описаны первичные средства пожарной безопасности и защиты от пожара.

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 грозовых 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.