

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 (140400.62) – Электроэнергетика и
электротехника
Профиль – Электрические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ в связи с
подключением подстанции напряжением 220/35/10 кВ, питающей завод
сжиженного природного газа на полуострове Ломоносова Приморского края

Исполнитель

студент группы 242 об2

(подпись, дата)

Г.Н. Круль

Руководитель

доцент

(подпись, дата)

А.Г. Ротачева

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Технический контроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

« _____ » _____ 2015 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Круль Глеба Николаевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ в связи с подключением подстанции напряжением 220/35/10 кВ, питающей завод сжиженного природного газа на полуострове Ломоносова Приморского края

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

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

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 119 с., 6 рисунков, 45 таблиц, 4 приложения, 18 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА.

Цель работы – строительство участка сети 220 кВ для питания потребителей южной части Центрального энергорайона Приморской области. Проект, включает в себя проектирование воздушной линии и подстанции напряжением 220 кВ.

Основными этапами проекта являются: выбор варианта реконструкции сети 220 кВ, расчёт токов КЗ, выбор распределительных устройств и оборудования подстанций, расчет и анализ установившихся режимов, расчёт выбор технических средств для поддержания напряжения на шинах подстанций, расчёт молниезащиты и заземления ПС, расчет релейной защиты и автоматики.

Введение	6
1 Анализ существующей сети и прогноз ее развития	9
1.1 Анализ существующего состояния энергосистемы Приморского края	9
1.2 Перспектива развития энергосистемы Приморского края	11
2 Общая характеристика района проектирования	15
2.1 Характеристика источников питания района	15
2.2 Климатическая и географическая характеристика	15
3 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	17
3.1 Общие положения	17
3.2 Расчёт вероятностных характеристик существующих нагрузок	17
3.3 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих подстанций	19
4 Разработка конкурентно-способных вариантов схем электрических сетей	22
4.1 Разработка возможных вариантов развития сети	22
4.2 Расчет рационального напряжения электрической сети	24
4.3 Компенсация реактивной мощности	25
4.4 Выбор сечений ЛЭП	26
4.5 Проверка нагрузочной способности силовых трансформаторов	27
4.6 Анализ режимов конкурентно-способных вариантов	28
5 Экономический расчет	31
5.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП	31
5.2 Капитальные вложения в сооружение ПС	32
6 Расчёт токов короткого замыкания	35
7 Выбор оборудования ПС 220/35/10 «ЗСПГ»	40
7.1 Выбор и проверка выключателей	40

7.2	Выбор и проверка разъединителей	42
7.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	44
7.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	48
7.5	Выбор токоведущих частей	52
7.6	Выбор опорных изоляторов	55
7.7	Выбор ограничителей перенапряжения	58
7.8	Выбор ячеек КРУ	61
7.9	Выбор трансформаторов собственных нужд	62
8	Грозоупорность воздушной линии электропередачи 220 кВ «Владивосток – ЗСПГ» и молниезащита ПС 220/35/10 «ЗСПГ»	64
8.1	Грозоупорность воздушной линии электропередачи 220 кВ «Владивосток – ЗСПГ»	64
8.2	Молниезащита подстанции 220/35/10 «ЗСПГ»	70
9	Расчет уставок релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ	73
9.1	Дистанционная защита линии	74
9.2	Токовая защита нулевой последовательности	77
9.3	Мгновенная токовая защита от междуфазных повреждений	77
10	Защита трансформатора	79
10.1	Дифференциальная токовая защита	79
10.2	Максимальная токовая защита	80
10.3	Защита от перегрузки	81
10.4	Газовая защита трансформатора	81
11	Расчет и анализ режимов	84
11.1	Исходные данные для расчета установившегося режима	86
11.2	Расчет режимов после ввода объектов	87
11.3	Анализ результатов расчета режимов	87
12	Безопасность и экологичность	89
12.1	Безопасность	89
12.2	Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии	

электропередачи 220 кВ «Владивосток - ЗСПГ»	90
12.3 Безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ «ЗСПГ»	92
12.4 Экологичность	93
12.5 Чрезвычайные ситуации	94
12.9 Пожарная безопасность при эксплуатации трансформаторов подстанции «ЗСПГ»	96
Заключение	97
Библиографический список	98
Приложение А. Расчёт электрических нагрузок	100
Приложение Б. Расчет основных параметров электрической сети	105
Приложение В. Расчёт токов КЗ проектируемой сети	107
Приложение Г. Расчёт грозоупорности, молниезащиты и заземления	110

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КУ – компенсирующее устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РПН – регулирование под нагрузкой;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВКР – выпускная квалификационная работа

ВВЕДЕНИЕ

Особенностью электрических сетей ОЭС Востока, в состав которых входят сети Приморского края, является их цепочечный характер и значительная протяженность. Энергосистема Приморского края дефицитна по мощности и электроэнергии, особенно южная ее часть. Дефицит мощности покрывается перетоком из ОЭС Востока.

Характерной особенностью электрических сетей 220-500 кВ ЭС Приморского края является большая протяженность ВЛ, обусловленная размещением крупнейшей электростанции — Приморской ГРЭС — на значительном расстоянии от центров электрических нагрузок, основная часть которых сосредоточены на юге края. Распределительные сети 110-35 кВ получили наибольшее развитие в южной части края, что обусловлено большей заселенностью территории, на которой размещаются крупные населенные пункты, в том числе г. Владивосток, г. Артем, г. Находка, г. Партизанск, г. Уссурийск, г. Большой Камень и др.

Основные проблемы в сфере электроэнергетики:

- старение действующих генерирующих мощностей, распределительных электрических и тепловых сетей;
- значительные расходы на содержание электросетей в условиях агрессивного воздействия морского климата и частых циклонов;
- отсутствие маневренных мощностей, способных обеспечить эффективное регулирование мощности в условиях высокой неравномерности суточного графика потребления электроэнергии;
- высокий износ оборудования электростанций и электрических сетей.

Исходя из вышеизложенного можно сформулировать цели и задачи развития энергетики Приморского края следующим образом.

Цели развития энергетики Приморского края:

- надежное обеспечение энергоресурсами экономики и населения Приморского края;

– формирование энергетической инфраструктуры, позволяющей встроиться в перспективные энергетические потоки стран АТР;

– повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов на территории Приморского края для формирования эффективной развивающейся экономической системы Приморского края.

Задачи развития энергетики Приморского края:

1. Ликвидация дефицита электрической мощности в южной зоне экономической плотности;

2. Модернизация и расширение электросетевого хозяйства;

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается развитие электрической сети напряжением 220 кВ Приморского края, включающей подстанции «Владивосток», «ЗСПГ», от которых обеспечивается электроснабжение потребителей. Питающей станцией на участке «Владивосток», «ЗСПГ» является Приморская ГРЭС.

К задачам проекта относятся:

- повышение пропускной способности и надёжности схемы электрической сети южной части Центрального энергорайона;

- обеспечение надёжного электроснабжения новых потребителей, развитие которых намечается в южной части Центрального энергорайона, в том числе на полуострове Ломоносова;

- создание новых линий электропередачи и подстанций с современным оборудованием;

Пути решения поставленных задач:

- расчет и анализ установившихся режимов;

- разработка оптимального варианта, отвечающего требованиям надёжности и пропускной способности линий;

- использование современного оборудования.

Проект был разработан в операционной системе Windows 8 2013 г. с использованием приложений: Microsoft Office Word 2013 г., Microsoft Office

Visio 2010 г, Microsoft Office Excel 2013 г., MathType 6.0 Equation, Mathcad 14.0, ИБК Растрвин 3.

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ И ПРОГНОЗ ЕЕ РАЗВИТИЯ

1.1 Анализ существующего состояния энергосистемы Приморского края

Энергосистема (ЭС) Приморского края действует в составе Объединенной энергосистемы (ОЭС) Востока, в состав которой кроме энергосистемы Приморского края входят энергосистема Амурской области, Объединенный энергорайон (ОЭР) энергосистем Хабаровского края и Еврейской автономной области, Южно-Якутский энергорайон (ЮЯЭР) Якутской энергосистемы.

На территории ЭС Приморского края выделено четыре крупных энергорайона по электрическим сетям (ЭС): Южные ЭС, Центральные ЭС, Западные ЭС и Северные ЭС. Энергорайон Южных ЭС подразделяется на: – район г. Владивостока; – район г. Находки (с учетом Оборонэнерго); – район г. Артема и Хасанского района; – район между Артемовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС.

Юг ЭС Приморского края дефицитен по мощности, однако, наличие значительного резерва мощности на Приморской ГРЭС и в ОЭС Востока позволило обеспечить рост потребности в электрической мощности энергорайонов края.

На территории Приморского края получили развитие электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ. Системообразующая сеть энергосистемы сформирована на напряжении 500-220 кВ, распределительная — на напряжении 110-35 кВ. Сети напряжением 500-220 кВ, расположенные на территории Приморского края, относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» — «Приморское предприятие МЭС». Характерной особенностью электрических сетей 220-500 кВ Приморского края является большая протяженность ВЛ, обусловленная размещением самой крупной электростанции — Приморской ГРЭС на севере вдали от центров

электрических нагрузок, основная часть которых сосредоточена на юге края. Сети высшего напряжения 500 кВ Приморского края представлены шестью ВЛ 500 кВ суммарной протяженностью ~ 1 278,36 км (из них ~ 1 070,6,5 км по территории Приморского края).

Низким напряжением ПС 35-220 кВ, на котором осуществляется распределение электроэнергии, является напряжение 6-10 кВ.

Суммарная протяженность линий электропередачи (ЛЭП) и трансформаторная мощность ПС (включая потребительские) по классам напряжения на 1 января 2015 года представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Суммарная протяженность линий электропередачи (ЛЭП) и трансформаторная мощность ПС (включая потребительские) по классам напряжения на 01.01.2015 года.

Класс напряжения, кВ	Протяженность ВЛ и КЛ, км (в одноцепном исполнении)	Трансформаторная мощность ПС, МВА
500	1 070,6	2 505,0
220	2 334,8	3 832,5
110	3 068,6	4 727,0
35	3 257,7	2 144,8

Техническое состояние линий электропередачи и подстанций напряжением 500, 220, 110, 35 кВ поддерживается в удовлетворительном состоянии. На ряде ПС эксплуатируется оборудование, которое выработало свой ресурс, морально устарело и нуждается в замене.

В настоящее время являются перегруженными более 70 подстанций 35-220 кВ, у которых исчерпан резерв свободной трансформаторной мощности для технологического присоединения новых электрических нагрузок строящихся и планируемых к строительству объектов, особенно в южной части Приморского края.

Неудовлетворительное физическое состояние имеет часть электрических сетей 220 кВ, которые выработали нормативный срок эксплуатации, исчерпали пропускную способность и требуют реконструкции или замены на новые.

Не достаточно надежны схемы внешнего электроснабжения части районов города по следующим причинам:

- в западном планировочном районе исчерпана пропускная способность трансформаторов на ПС 35 кВ Эгершельд;

- в северном планировочном районе в неудовлетворительном физическом состоянии находятся исчерпавшие нормативный срок службы и пропускную способность эксплуатирующиеся более 70 лет ВЛ 35 кВ Бурун — Академическая — Ипподром — Седанка (в послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ АТЭЦ — Промузел требуются ограничения потребителей ПС 110 кВ Чайка, Седанка, Спутник и Промузел на 30 МВт для предотвращения недопустимой перегрузки ВЛ 110 кВ Волна — Чайка в режиме зимнего максимума с учетом выданных ТУ);

- исчерпана пропускная способность трансформаторов на ПС 35 кВ: Инструментальный завод и З. – имеют ненадежную, упрощенную схему РУ 110 кВ (с отделителями в цепях трансформаторов) ПС 110 кВ: Стройиндустрия, Чайка, 2Р-котельная.

1.2 Перспектива развития энергосистемы Приморского края

Основными целями разработки схемы и программы перспективного развития электроэнергетики являются развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики. Основными задачами работы являются:

- планирование развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения долгосрочного и

среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию;

– формирование стабильных и благоприятных условий привлечения инвестиций для создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории Приморского края, а также для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей Приморского края, снижения последствий аварийных и послеаварийных режимов.

Приоритетной задачей на ближайшую перспективу является поэтапное замещение на электростанциях выработавшего парковый ресурс генерирующего оборудования с последующим техническим перевооружением, с использованием передовых парогазовых и газотурбинных технологий.

Утвержденная «Программа социально-экономического развития Приморского края на 2013-2017 годы» (далее — Программа СЭР) предусматривает опережающий рост экономики Приморского края и предполагает точечное стимулирование конкурентоспособных секторов экономики, развитие кластеров, внедрение наукоемких технологий, приводящее к росту уровня жизни населения и формированию конкурентной инновационной экономики, а также проведение комплекса мероприятий, направленных на создание в Приморском крае благоприятного инвестиционного климата.

В сфере энергетики Программа СЭР предусматривает:

– развитие энергетической инфраструктуры, позволяющее встроиться в перспективные энергетические потоки стран АТР;

– развитие систем энерго- и газоснабжения для надежного обеспечения энергоресурсами экономики и населения Приморского края;

– повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов на территории Приморского края для формирования эффективной развивающейся экономической системы Приморского края;

– замещение дорогостоящего топлива местными видами топлива (углем), газом;

– реализация программы газификации Приморского края.

В южной зоне экономической плотности Приморского края планируется:

– ликвидация дефицита электрической мощности;

– повышение надежности энергоснабжения потребителей за счет модернизации электросетевого хозяйства;

– переход от мазутных котельных и дизельных электростанций к угольной и газовой генерации.

В центрально-западной зоне экономической плотности планируется:

– развитие электросетевого хозяйства;

– газификация населенных пунктов;

– перевод мазутных котельных и автономной электрогенерации на газовое, угольное и местное топливо.

За время реализации Программы СЭР в топливно-энергетическом комплексе предусматривается осуществить крупные и системообразующие проекты:

– строительство Восточной ТЭЦ (Владивостокский ГО);

– строительство Уссурийской ТЭЦ (Уссурийский ГО);

– газификация Приморского края;

– строительство нефтехимического комплекса;

– строительство газохимического завода.

Прогноз электропотребления энергосистемы Приморского края на период 2015-2020 гг. для базового и умеренно-оптимистичного вариантов представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Прогноз электропотребления энергосистемы Приморского края на период 2015-2020 гг. для базового и умеренно-оптимистичного вариантов.

Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020
БАЗОВЫЙ ВАРИАНТ						
Электропотребление, млн кВт·ч	12 787	12 904	13 054	14 679	14 815	14 850
Среднегодовые темпы прироста, %	1,93	0,91	1,16	12,45	0,93	0,24
УМЕРЕННО-ОПТИМИСТИЧНЫЙ ВАРИАНТ						
Электропотребление, млн кВт·ч	13 183	13 490	13 948	15 400	15 720	15 960
Среднегодовые темпы прироста, %	5,09	2,33	3,40	10,41	2,08	1,53

Учитывая интенсивное развитие крупных потребителей в Приморском крае, в качестве основного варианта потребности в электроэнергии территории края принят умеренно-оптимистичный вариант.

Среднегодовые темпы прироста нагрузки ЭС края за 2015-2020 годы составят около 3,68 %, и будут ниже, чем темпы прироста электропотребления в этот же период (3,90 %), что связано с увеличением числа часов использования максимума электрической нагрузки, которое составит 5540-5590 часов.

2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

2.1 Характеристика источников питания района

Приморский край имеет собственные источники питания: Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ, Приморская ГРЭС, Партизанская ГРЭС. Электроснабжение края осуществляется электростанциями ОАО «Дальневосточная генерирующая компания». Поставка электроэнергии происходит по сети 500 кВ от Амурской энергосистемы. Распределение электроэнергии потребителям области осуществляется по сетям 6-10-35-110 кВ, принадлежащим филиалу ОАО «ДРСК» «Приморские электрические сети».

Для рассматриваемого участка сети 220 кВ источником питания является «Приморская ГРЭС».

Характеристики «Приморской ГРЭС»:

1. На станции установлены: четыре двухобмоточных трансформатора с разной установленной мощностью; и 31 автотрансформатор с различной номинальной мощностью.

2. Выработка электроэнергии осуществляется девятью энергоблоками с разной мощностью;

3. Распределительные устройства 110 кВ, 220 кВ, 500 кВ выполнены открытыми (ОРУ);

4. ОРУ 110 кВ «Приморская ГРЭС» выполнено по схеме – две рабочие секционированные системы сборных шин с обходной системой шин, от ОРУ 110 кВ отходят пять ВЛ 110 кВ;

ОРУ 500 кВ «Приморская ГРЭС», выполнено по схеме – три вторых (полуторная) схема, от ОРУ 500 кВ отходят три ВЛ 500 кВ;

2.2 Климатическая и географическая характеристика

Приморский край занимает юго-восточную окраину России. Он расположен в самой южной части Дальнего Востока на берегу Японского

моря. Территория Приморья на три четверти занята Сихотэ-Алинской и Восточно-Маньчжурской горных областей. Остальная часть территории имеет равнинный характер.

Климат Приморского края умеренный, муссонный, влажный, отличается многими особенностями. На его формирование оказывают влияние географическое положение, солнечная радиация, движение воздушных масс, характер подстилающей поверхности.

Средняя годовая температура воздуха в Приморье на 7-8° ниже, чем в европейских районах России, расположенных на тех же широтах. Зимой эта разница достигает 14-17°. Весна в крае обычно затяжная и холодная. Лето и осень также значительно холоднее, чем в тех же широтах европейской части страны.

Ветра в Приморском крае носят характер муссонов. Зимой муссоны дуют в основном с севера и северо-запада, а летом - с юга и юго-востока. Однако, значительная пересеченность территории края очень сильно влияет на передвижение воздушных масс, поэтому в ряде мест наблюдаются отклонения муссонов от их основного для данного сезона направления.

Среднегодовая продолжительность гроз на выбранной территории составляет от 10 до 20 часов.

Таблица 3 – Климатические условия района

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	IV
Нормативная скорость ветра, м/сек	8
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	18
Минимальная температура воздуха, С°	-20
Максимальная температура воздуха, С°	+33

3 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Общие положения

Параметры состояние электрической сети непрерывно изменяются, например, в связи с включением и отключением электроприемников или изменением режима их работы (в соответствии с ходом технологического процесса производства и т.д.), что, следовательно, приводит к изменению величин нагрузок. Наиболее резкое изменение электрического состояния наблюдается в распределительных сетях, особенно в промышленных. По мере увеличения ступени напряжения данные изменения являются предсказуемыми, что приводит к укрупнению нагрузки по отношению к питающим сетям. Изменение электрического состояния оказывается менее резким и более определенным. Нагрузки стабилизируются, изменяются медленнее и в меньших пределах.

Электрические нагрузки снимаются во время контрольных замеров, т.е. два раза в год – зимой и летом (самый короткий зимний день и самый длинный летний день)

3.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок

Для существующих подстанций осуществляется прогнозирование методом сложных процентов.

Определяем вероятностные характеристики потребителей.

Для зимы:

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = N_{mp} \cdot S_{m(ном)} \cdot K_3 \cdot \cos(\varphi), \quad (1)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg(\varphi), \quad (2)$$

где N_{mp} - количество трансформаторов;

$S_{m(ном)}$ - номинальная мощность трансформатора;

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора.

По максимальной мощности выбираются все элементы сети за исключением трансформаторов. Трансформаторы выбираются по средней мощности.

$$P_{max} = K_{max} \cdot P_{cp}, \quad (3)$$

$$Q_{max} = K_{max} \cdot Q_{cp}, \quad (4)$$

где K_{max} - коэффициент максимума, равный 1,2.

Для лета все вероятностные характеристики рассчитываются с учетом коэффициента летнего снижения нагрузки, в данном случае он равен 0,85%.

Рассмотрим расчёт электрических нагрузок на примере ПС «ЗСПГ»:

$$P_{cp.з} = 2 \cdot 63 \cdot 0,49 \cdot 0,898 = 55,44 \text{ МВт}$$

$$P_{cp.л} = 55,44 \cdot 0,85 = 47,126 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp.з} = 55,44 \cdot 0,5 = 27,16 \text{ МВар}$$

$$Q_{cp.л} = 27,167 \cdot 0,85 = 23,092 \text{ МВар}$$

$$P_{max.з} = 1,15 \times 55,44 = 66,5 \text{ МВт}$$

$$P_{max.л} = 66,5 \cdot 0,85 = 56,5 \text{ МВт}$$

$$Q_{max.з} = 0,49 \cdot 66,5 = 32,6 \text{ МВар}$$

$$Q_{max.л} = 32,6 \cdot 0,85 = 27,71 \text{ МВар}$$

Проводя аналогичные расчёты для существующих подстанций в программе Mathcad 14 получаем следующие значения, находящиеся в таблице 4. Расчёты располагаются в приложении А.

Таблица 4 – Расчетные характеристики электрических нагрузок

Подстанция	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	Q_{cp} , Мва р	$Q_{эф}$, Мва р	Q_{max} , Мва р
ЗСПГ	Зима	55,44	63,75	66,5	30,80	27,16	32,6
	Лето	47,12	54,19	56,55	23,09	26,55	27,71
Дальневосточная	Зима	189,00	221,13	226,80	75,60	88,45	90,72
	Лето	160,65	187,96	192,78	64,26	75,18	77,11
Чугуевка-2	Зима	114,10	133,50	136,92	45,64	53,40	54,77
	Лето	96,98	113,47	116,38	38,79	45,39	46,55
Лозовая	Зима	99,40	116,30	119,28	39,76	46,52	47,71
	Лето	84,49	98,85	101,39	33,80	39,54	40,56
Владивосток	Зима	7,00	8,19	8,40	2,80	3,28	3,36
	Лето	5,95	6,96	7,14	2,38	2,78	2,86
Волна	Зима	17,50	20,47	21,00	7,00	8,19	8,40
	Лето	14,88	17,40	17,85	5,95	6,96	7,14
Зелёный угол	Зима	42,00	49,14	50,40	16,80	19,66	20,16
	Лето	35,70	41,77	42,84	14,28	16,71	17,14
Русская	Зима	14,00	16,38	16,80	5,60	6,55	6,72
	Лето	11,90	13,92	14,28	4,76	5,57	5,71
Патрокл	Зима	7,00	8,19	8,40	2,80	3,28	3,36
	Лето	5,95	6,96	7,14	2,38	2,78	2,86

3.3 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих подстанций

Задачей данного раздела является нахождение вероятностных характеристик, которые несут большую смысловую нагрузку, так как по ним производится выбор оборудования подстанций, проводов и опор линий электропередач.

Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов:

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}} \quad (5)$$

где $P_{cp}^{баз}$ – средняя мощность за базовый год;

ε – Относительный прирост электрической нагрузки для Приморского края за последние 10 лет равен 3,95 %;

$t_{прог}$ – год на который определяется электрическая нагрузка;

$t_{баз}$ – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей время прогноза принимаем ($t_{прог} - t_{баз}$) равным 5.

Реактивные мощности находятся по формуле:

$$Q_{ср}^{прог} = P_i^{прог} \cdot tg\varphi_3, \quad (6)$$

где $tg\varphi_3$ – коэффициент мощности нагрузки;

$P_i^{прог}$ – прогнозируемая нагрузка.

Максимальные и среднеквадратичные (эффективные) мощности рассчитываются по следующим формулам:

$$P_{max} = K_{max} \cdot P_{ср}, \quad (7)$$

$$Q_{max} = K_{max} \cdot Q_{ср}, \quad (8)$$

где K_{max} - коэффициент максимума.

$$P_{ск} = K_{\phi} \cdot P_{ср}, \quad (9)$$

$$Q_{ск} = K_{\phi} \cdot Q_{ср}, \quad (10)$$

где K_{ϕ} -коэффициент формы.

Рассмотрим пример расчета для ПС «ЗСПГ»:

Для зимы:

$$P_{ср.ЗСПГ}^{прог} = 51,86 \cdot (1 + 0,0395)^{10} = 91,86 \text{ МВт}$$

$$P_{max.ЗСПГ}^{прог} = 1,2 \cdot 91,86 = 110,01 \text{ МВт}$$

Для реактивной мощности, а также мощностей для лета расчет проводится аналогично. Значение вероятностных характеристик подстанции приведены в Таблице 5. (Подробный расчет приложение А).

Таблица 5 – Прогнозируемые вероятностные характеристики

ПС		Активная мощность, МВт			Реактивная мощность, МВар		
		P_{cp}	$P_{эф}$	P_{max}	Q_{cp}	$Q_{эф}$	Q_{max}
ЗСПГ	зима	51,86	59,64	110,01	25,41	29,22	44,2
	лето	44,08	50,69	98,58	21,60	24,84	38,92
Дальневосто чная	зима	202,36	235,42	271	80,75	100,07	100,02
	лето	187,31	191,90	209,77	71,44	88,56	89,93
Чугуевка-2	зима	128,00	139,80	163	12,64	13,48	14
	лето	107,20	119,73	125,24	11,79	12,51	12,75
Лозовая	зима	106,90	121,53	142,08	12,77	12,01	13
	лето	95,26	102,65	131,11	8,31	9,11	10,33
Владивосток	зима	11,03	12,68	10	5,62	6,47	5
	лето	9,37	10,78	9,25	4,78	5,50	4,73
Зелёный угол	зима	49,23	53,62	60	4,93	4,14	5
	лето	44,85	48,58	49,82	4,03	3,72	4,31
Волна	зима	21,75	22,51	24,5	2,56	2,89	3,3
	лето	19,99	20,03	22,38	2,22	2,21	2,87
Патрокл	зима	28,21	32,45	33,86	12,70	14,60	15,24
	лето	23,98	27,58	28,78	10,79	12,41	12,95
Русская	зима	18,94	19,69	20	20,67	23,78	24,81
	лето	17,20	18,93	18,84	17,57	20,21	21,09

4 РАЗРАБОТКА КОНКУРЕНТНО-СПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

4.1 Разработка возможных вариантов развития сети

Исходя из результатов анализа существующей сети данного энергорайона Приморского края можно сделать вывод, что многие электросетевые объекты морально и физически устарели, исчерпали свою пропускную способность, их состояние не соответствует нормативным требованиям и новым расчётно-климатическим условиям.

В перспективе развития электросетевых объектов Южного энергорайона предусматривается строительство ПС ЗСПГ 2x63 МВА, расширение ПС Владивосток на 2 линейные ячейки 220 кВ. На рисунке 1 приведена исходная схема размещения объектов.



Рисунок 1 – Карта-схема размещения объектов генерации и электрических сетей 220 кВ и выше Южного энергорайона.

Исходя из вышесказанного, составляем два упрощенных варианта развития сети, которые приведены на рисунках 2 и 3.

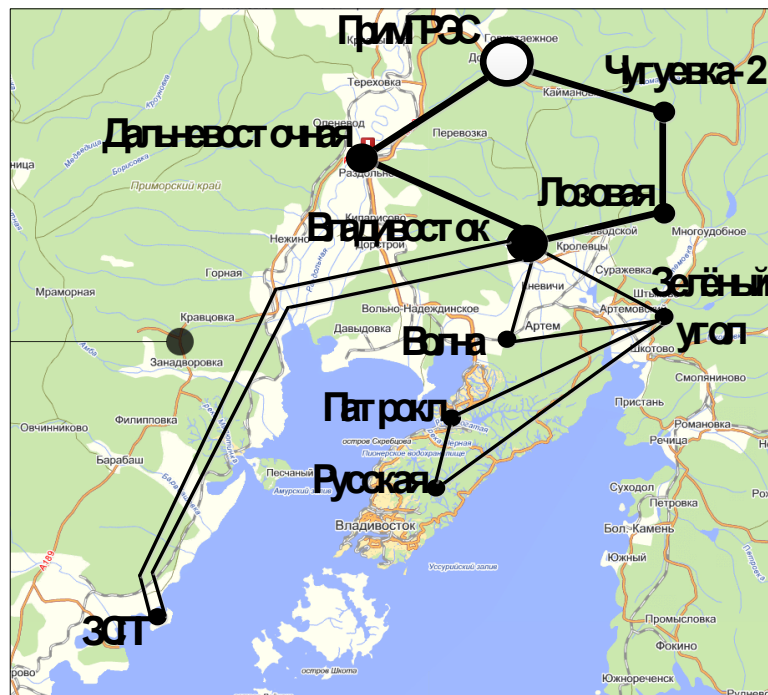


Рисунок 2 – Схема подключения 1.



Рисунок 3 – Схема подключения 2.

Источником питания в обоих вариантах схем является «Приморская ГРЭС».

В первом варианте схемы проектируемая ВЛ выполняется в двухцепном исполнении, начинается с ПС «Владивосток» и продолжается до ПС «ЗСПГ». ОРУ 220 подстанций «Владивосток» выполняется по схеме - 9

«Одна рабочая секционированная выключателем система шин». ОРУ 220 кВ ПС «ЗСПГ» - по схеме 7 «Четырёхугольник».

Во втором варианте проектируемая линия 220 кВ подключается в расщелку линии ПС «Владивосток» - ПС «Волна».

4.2 Расчет рационального напряжения электрической сети

Номинальное напряжение оказывает большое влияние на технико-экономические показатели и технические характеристики электрической сети. При повышении номинального напряжения происходит снижение потерь мощности и энергии, снижение сечения проводов, снижение эксплуатационных издержек. Но при этом растут капитальные затраты на сооружение линии, распределительных устройств подстанций.

Основными показателями, определяющими величину номинального напряжения, является активная мощность, протекающая по линии, и её длина. Ориентировочно номинальное напряжение можно выбрать по эмпирическому расчетному выражению.

Для вариантов схем рассчитываются напряжения сети. Для этого применяем эмпирическую формулу Илларионова, которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (11)$$

где l – длина участка, км;

P – поток мощности на участке, МВт.

Для примера рассмотрим схему изображенную на рисунке 2.

Так как рассматриваемая сеть является действующей, то рассчитаем напряжение только для проектируемой ЛЭП ПС Владивосток – ПС ЗСПГ. Для этого за источники питания для рассматриваемого участка примем ПС Владивосток.

$$U_{рац}^{Владивосток-ЗСПГ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{120} + \frac{2500}{55}}} = 141,96$$

По результатам расчетов можно принять номинальное напряжение линии «ПС Владивосток – ПС ЗСПГ» равное 220 кВ.

Расчет номинального напряжения для второго варианта, производится аналогично. И так же принимаем номинальное напряжение равное 220 кВ.

Подробный расчет рационального напряжения приведен в Приложении Б.

4.3 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Для этого используется компенсация реактивной мощности.

По максимальной активной и реактивной мощностям зимой на ПС рассчитывается коэффициент мощности и сравнивается с заданным.

После сравнения делается вывод:

если расчетный коэффициент мощности больше требуемого, это означает, что на приемнике электроэнергии требуется компенсация реактивной мощности;

если расчетный коэффициент мощности меньше требуемого, это означает, что на приемнике электроэнергии компенсация реактивной мощности не требуется.

Требуемый коэффициент мощности принимается на основании приказа МинЭнерго от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии.»

Определение суммарной мощности КУ, которую нужно скомпенсировать на шинах 6-10 кВ подстанции, определяется по формуле:

для зимнего периода года:

$$Q_{KV}^{зим} = Q_{max}^{зим} - P_{max}^{зим} \cdot tg\varphi, \quad (12)$$

где $tg\varphi$ - коэф. реактивной мощности

для летнего периода года аналогично:

$$Q_{KV}^{лето} = Q_{max}^{лето} - P_{max}^{лето} \cdot tg\varphi, \quad (13)$$

где $Q_{max}^{зим}$ и $Q_{max}^{лето}$ – максимальная реактивная мощность зимой и летом соответственно;

$P_{max}^{зим}$ – максимальная активная мощность зимой;

Для дальнейшего выбора силовых трансформаторов и сечений ВЛЭП требуется знать значение некомпенсированной реактивной мощности. Некомпенсированная реактивная мощность – это мощность, которую требуется передать по ЛЭП до ПС. Она определяется по следующим формулам:

для зимнего периода года:

$$Q_{HECK}^{зим} = Q_{max}^{зим} - 2 \cdot Q_{KV}^{зим}; \quad (14)$$

для летнего периода года:

$$Q_{HECK}^{лето} = Q_{max}^{лето} - 2 \cdot Q_{KV}^{лето}. \quad (15)$$

Критерием выбора типа компенсирующей установки является следующее: если суммарная расчетная мощность КУ меньше 10 МВАр, то выгодно ставить БСК, если 10 МВАр и выше – СК или СТК.

Подробный расчет приведен в Приложении Б.

4.4 Выбор сечения линии

Сечение провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

В настоящее время сечение проводов ВЛЭП выбираются по экономическим токовым интервалам. Для этого необходимо определить расчетное значение тока текущего по линии:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{max}, \quad (16)$$

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_i – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы (T_m).

Для воздушных линий 110 – 220 кВ α_i принимается равным 1,05.

Принимаем α_i равным 1.

I_{max} – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{max.i} = \frac{\sqrt{P_{i.j}^2 + Q_{неск.i.j}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{Ц}}, \quad (17)$$

где $P_{i.j}$ – поток максимальной активной мощности в зимний период;

$Q_{неск.i.j}$ – поток некомпенсированной реактивной мощности в зимний период. (Подробный расчёт приложение Б)

4.5 Проверка нагрузочной способности силовых трансформаторов

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Практически бесперебойное электроснабжение потребителей I и II категорий обеспечивают при установке на подстанции двух одинаковых трансформаторов. При отключении одного трансформатора (плановом или аварийном) оставшийся в работе трансформатор должен обеспечить питание всех потребителей подстанции, исходя из допустимой перегрузки трансформатора при наибольшей нагрузке на 40 %. В большинстве случаев такой режим для двухтрансформаторных подстанций достигается при 70 % загрузке каждого трансформатора на время максимума нагрузки.

На подстанции устанавливаем следующие трансформаторы: ПС «ЗСПГ» 2×ТДТН-63000/220.

Данные трансформаторы необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_{з(з)}^{НОМ} = \frac{\sqrt{P_{ср.з}^2 + Q_{неск.з}^2}}{n \cdot S_{тр}^{НОМ}} \quad (18)$$

Рассмотрим проверку трансформатора ПС ЗСПГ:

$$K_{з_ЗСПГ}^{НОМ} = \frac{\sqrt{77^2 + 36,96^2}}{2 \cdot 6} = 0,678$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки должно находиться в интервале от 0,5 до 0,8. Коэффициент загрузки выбранного трансформатора удовлетворяет норме.

В послеаварийном режиме работы предполагается, что один из трансформаторов выведен из строя.

$$K_3^{П.А} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{НЕСК}^2}}{(n-1) \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \leq 1,5 \quad (19)$$

$$K_{з_ЗСПГ}^{П.А} = \frac{\sqrt{77^2 + 36,96^2}}{(2-1) \cdot 63} = 1.356$$

Полученное значение послеаварийного коэффициента загрузки удовлетворяет норме.

Подробный расчет приведен в Приложении Б.

4.6 Анализ режимов конкурентно-способных вариантов

На рисунке 4-5 представлены результаты расчета установившегося режима первого и второго вариантов в ПВК RastrWin 3.0.

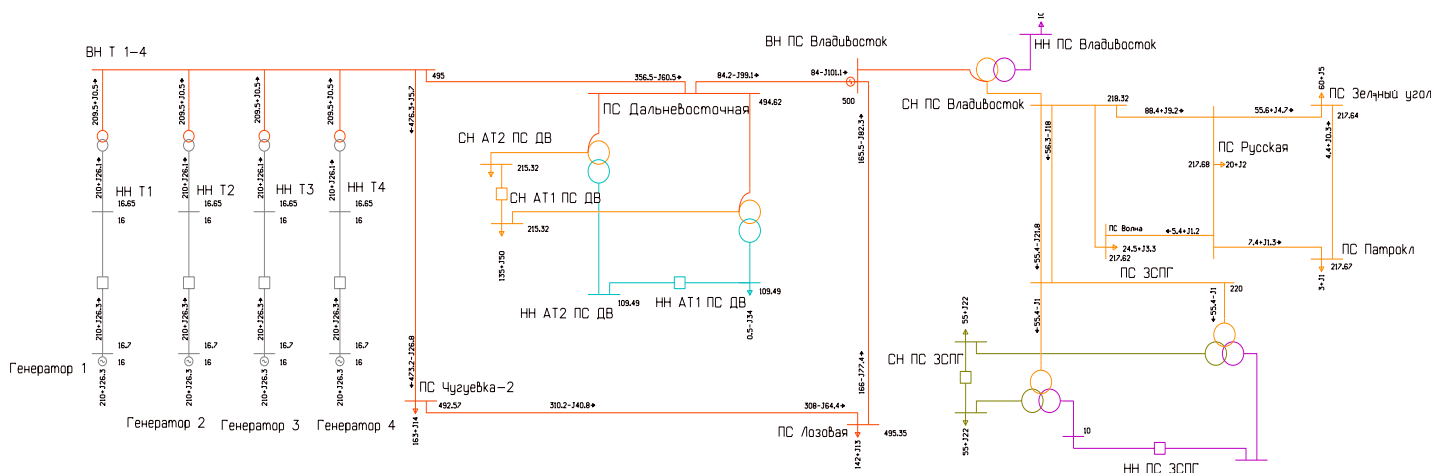


Рисунок 4 - Установившийся режим 1 варианта схемы сети.

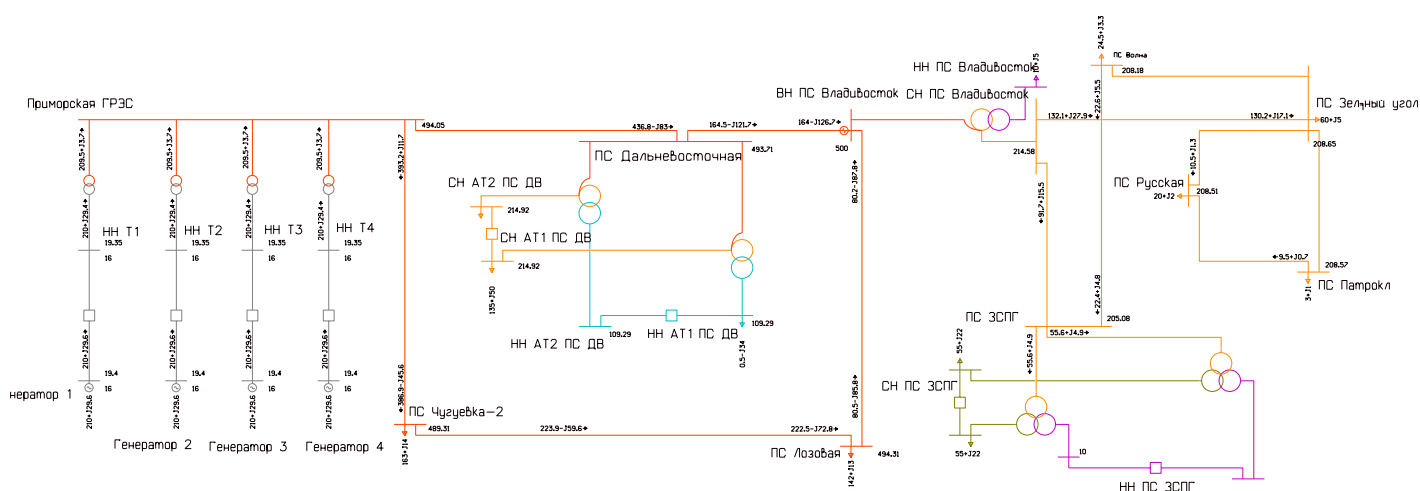


Рисунок 5 - Установившийся режим 2 варианта схемы сети.

Проанализируем напряжения в узлах сети каждого из конкурентоспособных вариантов. Значения напряжений 1 варианта приведены в таблице 6.

Таблица 6. Значения напряжений в узлах 1 вариант конфигурации сети.

Название узла	Напряжение в узле, кВ
ЗСПГ ВН 220	209,41
ЗСПГ СН 35	32,68
Владивосток СН 220	214,92

Из данной таблицы видно, что все напряжения находятся в допустимых пределах.

Значения напряжений 2 варианта приведены в таблице 7.

Таблица 7. Значения напряжений в узлах 2 вариант конфигурации сети.

Название узла	Напряжение в узле, кВ
ЗСПГ ВН 220	205,08
ЗСПГ СН 35	32,22
Владивосток СН 220	214,58

Все напряжения находятся в допустимых пределах.

Сравним потери в рассматриваемых вариантах.

Суммарные потери определяем в с помощью ПК RastrWin 3.0.

Таблица 8. Сравнение потерь электроэнергии в конкурентных вариантах

Тип	1 вариант	2 вариант	Разница, МВт	Разница, %
Суммарные потери в сетях 500 кВ, МВт	45,88	46,08	0,2	
Суммарные потери в сетях 220 кВ, МВт	6,89	12,61	5,72	
Сумма	52,77	58,69	5,92	10,09

Исходя из результатов рассчитанных режимов можно сделать следующие выводы:

1. В разработанных вариантах конфигураций сетей напряжения в узлах соответствуют норме.

2. При сравнении потерь в схемах выяснено, что во втором варианте сети потери электроэнергии будут больше на 10,09 %, чем в первом.

Так как разница потерь больше чем 5 % (что в дальнейшем скажется на издержках при эксплуатации), то выбираем вариант развития сети №1, и в дальнейшем экономический расчёт ведём уже по этому варианту сети.

5 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

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

При определении фактических цен электросетевого строительства по данным Департамента ОАО «ФСК ЕЭС» индекс перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 2015 г. рекомендуется принимать равным 3,94 [1].

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

5.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж.

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

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

Данные по ВЛЭП проектируемой сети приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры линий.

Наименование ветви	Марка провода	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии, тыс. руб/км
Владивосток - ЗСПГ	2*АС – 300/39	120	2195

Капитальные затраты в сооружение ВЛЭП будут определяться по формуле :

$$K_{ВЛЭП} = K_{инф.ВЛЭП} \cdot K_p \cdot \sum_{i=1}^n C_i \cdot l_{ij}, \quad (20)$$

где $K_{инф.ВЛЭП}$ – коэффициент инфляции;

$K_p = 1,5$ – районный коэффициент для Приморского края;

$\sum_{i=1}^n C_i$ – суммарная стоимость сооружения ВЛЭП;

l_{ij} - длина участка ВЛ, входящего в проектируемую сеть.

Затраты на сооружение ВЛЭП в Приморском крае с учетом коэффициента инфляции и районного коэффициента для первого и второго вариантов соответственно составили:

$$K_{ВЛЭП} = 3,94 \cdot 1,5 \cdot (120 \cdot 2195 \cdot 2) = 3113388000 \text{ руб.}$$

5.2 Капитальные вложения в сооружение ПС

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

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

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{П}, \quad (21)$$

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

K_{TP} – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{КУ}$ – капиталовложения в компенсирующие устройства;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат на строительство ПС;

$K_{П}$ – районный коэффициент для Приморского края

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции на 2016 г.

В таблице 10 представлены тип трансформатора, и его базовая стоимость. Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения.

Таблица 10 – Трансформаторы, устанавливаемые при реализации сети

Подстанция	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ЗСПГ	ТДТН-63000/220	2	12000

Капитальные затраты на ОРУ (количество выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 11.

Капитальные затраты на ОРУ (количество выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Стоимость ОРУ

Схема РУ		Цена, тыс. руб, ПС
Вариант 1	ВН -220-7-Четырёхугольник СН – 35-9 - Одна рабочая, секционированная выключателем система шин	212000 (ПС ЗСПГ)
	Расширение ПС Владивосток на 2 линейные ячейки 220 кВ СН – 9 - Одна рабочая, секционированная выключателем система шин	25000 (ПС Владивосток)

Постоянная часть затрат представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	Постоянная часть затрат, тыс. руб.
Четырёхугольник	220 кВ- 35000
Одна рабочая, секционированная выключателем система шин	35 кВ- 47500

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС для каждого из вариантов:

$$K_{ПС-ЗСПГ} = (212000 + 12000 + 82500) \cdot 3,94 \cdot 1,5 = 1811415 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ПС-ВЛАДИВОСТОК \text{ — расширение}} = 25000 \cdot 3,94 \cdot 1,5 = 147750 \text{ тыс.руб.}$$

Для удобства вычисления суммарных капиталовложений во всю проектируемую сеть сведем полученные данные капиталовложений ПС и капиталовложений ВЛ в таблицу 13.

Таблица 13 - Сводная таблица капиталовложений в проектируемые сети

Статья затрат	1 вариант
	Капиталовложения, тыс. руб.
Сооружение ПС	1959165
Воздушные линии	3113388
Итого	5072553

Ввод ВЛ 220 кВ Владивосток – ЗСПГ позволит:

✓ обеспечить надёжное электроснабжение новых потребителей, развитие которых намечается в южной части Южного энергорайона, в том числе на полуострове Ломоносова;

✓ повысить пропускную способность и надёжность схемы электрической сети южной части Южного энергорайона;

✓ создать новые линии электропередачи и подстанции с современным оборудованием.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном дипломном проекте проектируется ЛЭП 220 кВ ПС «Владивосток» – ПС «ЗСПГ».

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания, для выбора уставок и оценки возможного действия релейной защиты и автоматики, для определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи, а также для выбора заземляющих устройств.

Расчет ТКЗ производим в программно-вычислительном комплексе RastrWin 3.

Для проведения расчётов ТКЗ необходимо иметь расчётную схему электрической сети, рассматриваемой энергосистемы. На основе расчетной схемы составляют схему замещения электроэнергетической системы.

Для выполнения расчётов необходимо составление схемы замещения и расчёт её параметров. Параметры элементов схем замещения в ПВК RastrWin 3 задаются в именованных единицах (Ом, кВ) без приведения значений параметров расчетных схем к одной ступени напряжения сети и с учетом фактических коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Необходимо определить параметры генераторов ПримГРЭС.

Таблица 14 – Каталожные данные генераторов на станциях

Название величины	Станция
	ПримГРЭС
Тип генераторов	ТГВ-200-2М-У3
Количество генераторов	4
Активная мощность, Р (МВт)	200
Косинус угла φ , $\cos\varphi$	0,85

Полная мощность, S (МВА)	235,3
Номинальное напряжение, U _{ном} (кВ)	15,75
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, x'' _{d*} (о.е.)	0.19
Реактивное сопротивление обратной последовательности, x _{2*} (о.е.)	0.295
Реактивное сопротивление нулевой последовательности, X _{0*} (о.е.)	0,097
Сверхпереходная ЭДС, E''* (о.е.)	1,84

Необходимо определить реактивное сопротивление прямой последовательности генератора:

$$x_{Г} = \frac{x''_{d} \cdot U_{ном}^2}{S_{н}}, \quad (22)$$

$$x_{ПримГРЭС} = \frac{0,19 \cdot 15,75^2}{235,3} = 0,2 \text{ Ом}$$

где x''_{d} – продольное сверхпереходное сопротивление, Ом;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение генератора, кВ;

$S_{н}$ – полная мощность генератора, МВА.

Аналогичным образом находятся реактивные сопротивления обратной и нулевой последовательностей.

ЭДС генератора определяется по формуле:

$$E_{Г} = E''_{*} \cdot U_{ном}, \quad (23)$$

$$E_{Г} = 1,84 \cdot 15,75 = 28.98 \text{ кВ}$$

Таблица 15 – Исходные данные генераторов

Узел	Название	X, Ом	X ₂ , Ом	X ₀ , Ом	E, кВ
1	ПримГРЭС ТГ1	0,2	0,311	0,102	28.98
2	ПримГРЭС ТГ2	0,2	0,311	0,102	28.98
3	ПримГРЭС ТГ2	0,2	0,311	0,102	28.98
4	ПримГРЭС ТГ2	0,2	0,311	0,102	28.98

Для учета подпитки от нагрузки необходимо ввести генераторы и сопротивления нагрузок.

Определяем реактивные сопротивления прямой последовательности нагрузок:

$$x_H = 0,35 \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{НАГ}}, \quad (24)$$

$$x_{H.ЗСПГ} = 0,35 \cdot \frac{35^2}{118,4} = 3,62 \text{ Ом}$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение нагрузки из среднего ряда, кВ;

$S_{НАГ}$ – полная мощность нагрузки, МВА.

ЭДС нагрузки определяется по формуле:

$$E_H = 0,85 \cdot U_{ном}, \quad (25)$$

Таблица 16 – Исходные данные для учета подпитки от нагрузки

Узел	Название	X, Ом	X ₂ , Ом	E, кВ
15	Дальневосточная	84,02	84,02	93,5
35	Чугуевка-2	103,5	103,5	187
39	Лозовая	115,8	1158	187
19	Владивосток	86,187	86,187	187
45	Зелёный угол	46,120	46,120	93,5
21	Волна	36,949	36,949	93,5
30	ЗСПГ	3,62	3,62	29,75
57	Русская	28,869	28,869	93,5
51	Патрокл	11,019	11,019	29,75

Таблица 17 – Результаты расчета токов короткого замыкания

ПС ЗСПГ	Ток трехфазного КЗ, кА
ВН	3,86
СН	7,69
НН	16,14

По полученным эквивалентным реактивным и активным сопротивлениям можно вычислить постоянную времени затухания периодической составляющей тока КЗ:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{3,14 \cdot r_{\Sigma}}, \quad (26)$$

где X_{Σ} - эквивалентное реактивное сопротивление схемы замещения (определяется при условии, что $r_{\Sigma}=0$);

r_{Σ} - эквивалентное активное сопротивление схемы замещения (определяется при условии, что $X_{\Sigma}=0$).

$$T_{aBH} = \frac{54,84}{314 \cdot 10,87} = 0,016$$

Значения постоянных времени затухания периодической составляющей тока КЗ для высокой, средней и низкой сторон ПС «ЗСПГ» приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Значения постоянных времени затухания периодической составляющей тока КЗ

	ВН	СН	НН
T_a	0.0097	0.043	0.046

Ударный ток на высокой стороне ПС «ЗСПГ» находим по следующей формуле:

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \text{ кА}, \quad (27)$$

$$i_{уд.ВН} = \sqrt{2} \cdot 3,86 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,0097}} \right) = 7,562 \text{ кА},$$

Рассчитанные значения ударного тока на высокой, средней и низкой сторонах ПС «ЗСПГ» сведем в таблицу 19.

Таблица 19 – Значения ударного тока на ПС «ЗСПГ»

	ВН	СН	НН
$I_{уд.рез}$	7,56	16,25	45,29

Мощность короткого замыкания в начальный момент короткого замыкания:

$$S_{КЗ.ВН} = \sqrt{3} \cdot U_{ВН} \cdot I_{П0КЗ} \text{ МВА}, \quad (28)$$

$$S_{КЗ.ВН} = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 3,86 = 1470,85 \text{ МВА},$$

В таблице 20 приведены значения мощности КЗ на ПС «ЗСПГ».

Таблица 20 – Значения мощности КЗ в начальный момент времени на ПС «ЗСПГ»

	ВН	СН	НН
$S_{КЗ}, \text{ МВА}$	1471	2930	6150

Максимальный рабочий ток РУ 220 кВ, А:

$$I_{р.мах} = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_{ру.вн}}, \quad (29)$$

где $\sum S_{тр}$ – суммарная мощность силовых трансформаторов на подстанции, кВАр;

$U_{ру.вн}$ – класс напряжения распределительного устройства, кВ;

$$I_{р.мах} = \frac{63 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 220} = 330 \text{ А}$$

В таблице 21 приведены значения максимального рабочего тока на ПС «ЗСПГ».

Таблица 21– Значения максимального рабочего тока на ПС «ЗСПГ»

	ВН	СН	НН
$I_{р.мах}, \text{ А}$	330	2078	2974

Подробный расчет ТКЗ в ПВК Rastr Win 3.0 приведен в приложении В.

7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПС 220/35/10 «ЗСПГ»

7.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках высокого напряжения, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение токов любой величины – от десятков ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; возможность пофазного управления для выключателей 220 кВ и выше; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво- и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания. Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток и напряжение. Выключатели выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току.

Для того чтобы проверить выключатель на термическую стойкость необходимо рассчитать тепловой импульс:

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (30)$$

где B_k – тепловой импульс, $\text{ка}^2\cdot\text{с}$,

I_k – ток трехфазного короткого замыкания, кА ;

$t_{отк}$ – время отключения, с ,

T_a – постоянная апериодичности, с .

Время отключения ($t_{отк}$) находим из выражения

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ов}, \quad (31)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, с (для $U_n = (35 \div 750) \text{кВ}$ -

$t_{pz} = 2,3$ с, для $U_n = (6 \div 10)$ кВ, $t_{pz}=1,8$ с,);

t_{ov} – время отключения выключателя, с ($t_{ov}=0,05$ с).

Для установки в ОРУ 220кВ ПС «ЗСПГ» выбираем элегазовый выключатель ВГТ-220-40/2500 У1.

В таблице 22 приведено сравнение каталожных и расчетных данных, а также условия их выбора.

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные параметры выключателя	Расчетные данные	Условия выбора и проверки	
1	2	3	
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{сети.ном} = 220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сети.ном}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 2500$ А	$I_{max\ раб} = 330$ А	$I_{ном} \geq I_{max\ раб}$
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{n0} = 3,86$ кА	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 102$ кА	$i_{y0} = 7,56$ кА	$i_{вкл} \geq i_{y0}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 40$ кА	$i_{nt} = 7,56$ кА	$I_{откл} \geq i_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{a.ном} = \sqrt{2}\beta I_{откл} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,62$	$i_{at} = 5.543$ кА	$i_{a.ном} \geq i_{at}$
Предельный сквозной ток	$i_{пр.скв} = 100$ кА	$i_{y0} = 7,56$ кА	$i_{пр.скв} \geq i_{y0}$
Термическая стойкость,	$I_{мер}^2 t_{мер} = 40^2 \cdot 2 = 3200$	$B_k = 37.567$ кА ² с	$I_{мер}^2 t_{мер} \geq B_k$

Для установки на ОРУ 35 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ-35- 50/3150У1.

Расчет проводится аналогично предыдущим.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 23.

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 36$ кВ	$U_p = 35$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150$ А	$I_{P_{MAX}} = 2078$ А	$I_p \leq I_H$
$I_p = 63$ кА	$I_{уд} = 16,25$ кА	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 38,64$ кА ² с	$I^2_{T} \cdot t_T = 42,7$ кА ² с	$B_K \leq I^2_{T} \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 127,5$ кА	$I_{ПО} = 7,69$ кА	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 50$ кА	$I_{ПО} = 7,69$ кА	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

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

Для установки в ЗРУ 10 кВ выбираем вакуумный выключатель ВВ-10-40/3150. Он встраивается в комплектное распределительное устройство напряжением 10 кВ.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 24.

Таблица 24 – Сравнение каталожных и расчетных данных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_p = 10$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150$ А	$I_{P_{MAX}} = 2974$ А	$I_p \leq I_H$
$i_{СКВ} = 100$ кА	$I_{уд} = 45,29$ кА	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 39,98$ кА ² с	$I^2_{T} \cdot t_T = 1875$ кА ² с	$B_K \leq I^2_{T} \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 40$ кА	$I_{ПО} = 16,14$ кА	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 40$ кА	$I_{ПО} = 16,14$ кА	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

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

7.2 Выбор и проверка разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют

видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

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

На стороне ВН ПС «ЗСПГ» выбираем разъединитель РГ– 220/1250 УХЛ1. Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 25.

Таблица 25 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{расч} = 220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$I_{ном} = 1250$ А	$I_{рmax} = 330$ А	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$I_{дин} = 40$ кА	$i_{уд} = 7,56$ кА	$I_{дин} \geq i_{уд}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1323$ кА ² с	$B_k = 37.567$ кА ² с	$B_T \geq B_k$
Переносные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 441$ кА ² с	$B_k = 37.567$ кА ² с	$B_T \geq B_k$

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

На стороне СН выбираем разъединители РГП-1-35/3150 УХЛ1 соответственно с одним заземляющим ножом.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 26.

Таблица 26 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35$ кВ	$U_P = 35$ кВ	$U_P \leq U_H$

$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_P = 2078 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16.25 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 3883,66 \text{ кА}^2\text{с}$ ($I_T=31,5$)	$B_K = 120,95 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Переносные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 3883,66 \text{ кА}^2\text{с}$ ($I_T=31,5$)	$B_K = 120,95 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

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

7.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (32)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{приб}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{к}}$:

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (33)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{ПРОВ} = R_{ПРОВ}$. В качестве вторичной нагрузки ТТ принимаем трехканальные щитовые цифровые амперметры, ваттметры, варметры, а также трехфазный счетчик активной и реактивной энергии. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	2		
Ваттметр	7КТ1 30	5		
Варметр	7КТ1 30	5		
Счетчик АЭ	7КТ1 16	0.8	0.8	0.8
Счетчик РЭ	7КТ1 16	0.8	0.8	0.8
ИТОГО		16.8		

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ном} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_k), \quad (34)$$

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТРГ – 220 УХЛ1. Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{нагр} = \sum r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (35)$$

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k, \quad (36)$$

где $r_{ПР}$ - сопротивление проводов;

$Z_{2ном} = 29$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\Sigma r_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\Sigma r_{\text{ПРИБ}} = \frac{16.8}{5^2} = 0,672 \text{ Ом},$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом. Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (37)$$

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

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

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 28.

Таблица 28 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
220	60
35	48
10	4

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

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S} = \frac{0,0283 \cdot 60}{3,898} = 0,436 \text{ мм}^2.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,672 + 0,283 + 0,05 = 1,005 \text{ Ом}.$$

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

Таблица 29 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_P = 330 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 30 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,005 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 7,56 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$B_K = 63 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 37.57 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

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

На стороне СН выберем трансформатор тока ТРГ-35УХЛ1.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	2		
Счетчик АЭ	7КТ1 16	0.8		0.8
Счетчик РЭ	7КТ1 16	0.8	0.8	
ИТОГО		5.2		

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично проверке трансформатора тока на стороне ВН.

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

Таблица 31 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3000 \text{ А}$	$I_P = 2078 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 0.7 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0.598 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 16,25 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_T \cdot t_T = 19200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 8.6436 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

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

На стороне НН выбираем трансформатор тока согласно комплектации КРУ. Выберем трансформатор тока ТОЛ 10 – 120/3200 УХЛ1.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	2		
Счетчик АЭ	7КТ1 16	0.8		0.8
Счетчик РЭ	7КТ1 16	0.8	0.8	
ИТОГО		5.2		

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока на НН представлено в таблице 33.

Таблица 33 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3200 \text{ А}$	$I_P = 2974 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 0.35 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0.286 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{дин} = 120 \text{ кА}$	$I_{уд} = 45,29 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_{Т \cdot t_T} = 19200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 39.98 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{Т \cdot t_T} \geq B_K$

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

7.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}, \tag{38}$$

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

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

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 34.

Таблица 34 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

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

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

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-220-УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 35.

Таблица 35 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор		Тип	S, В·А	Кол-во приборов	Общая потребляемая мощность
					S, В·А
1	Частотомер	7КТ1 30	2	2	4
2	Вольтметр	7КТ1 1	2	2	4
3	Трёхфазный счётчик активной энергии	7КТ1 16	2,4	2	4,8
4	Трёхфазный счётчик реактивной энергии	7КТ1 16	2,4	2	4,8
5	Ваттметр	7КТ1 30	5	2	10
6	Варметр	7КТ1 30	5	2	10

$$S_{\Sigma} = 37,6 \text{ ВА},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 36.

Таблица 36 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{Н} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_{Н}$
$S_{Н} = 200 \text{ ВА}$	$S_{Р} = 37,6 \text{ ВА}$	$S_{Н} \geq S_{Р}$

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

На сторону СН выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-35-0,2S-100У1.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 37.

Таблица 37 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S, В·А	Кол-во приборов	Общая потребляемая мощность
				S, В·А
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	4
Трёхфазный счётчик активной энергии	7КТ1 16	1.6	6	9.6
Трёхфазный счётчик реактивной энергии	7КТ1 16	1.6	6	9.6

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = 4 + 9.6 + 9.6 = 23.2 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 38.

Таблица 38 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 100 \text{ ВА}$	$S_P = 29,6 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

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

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ-09-10У2.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на две секции шин представлена в таблице 39.

Таблица 39 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S, В·А	Кол-во приборов	Общая потребляемая мощность
				S, В·А
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	4
Трёхфазный счётчик активной энергии	7КТ1 16	1.6	11	17,6
Трёхфазный счётчик реактивной энергии	7КТ1 16	1.6	10	16
Ваттметр	7КТ1 30	5	1	5

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = 4 + 17,6 + 16 + 5 = 42,6 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 40.

Таблица 40 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 225 \text{ ВА}$	$S_P = 42,6 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

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

7.5. Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 4000 МВ·А для напряжения 220 кВ.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода начало отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины АС-300/39: сечение которых $q = 300 \text{ мм}^2$, допустимый ток $I_{\text{доп}} = 680 \text{ А}$, диаметр провода $d = 21,6 \text{ мм}$.

$I_{\text{МАХ}} < I_{\text{доп}}$. Проверка выполняется.

Проверка по термостойкости исходя из данных.

$I_{\text{ПО}} = 3,86 \text{ кА}$; $T_a = 0.015$; $i_{\text{уд}} = 7,56 \text{ кА}$.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \quad (39)$$
$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,546 \cdot 10^4}}{90} = 7,8 \text{ мм}^2$$

где $C = 90$ – для алюминиевых шин и кабелей;

q_{\min} – минимальное сечение провода.

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям короны:

Условие проверки по условиям короны:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (40)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см).

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля определяется по формуле 41:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ЭКВ}}}}\right) \quad (41)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);

$r_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентный радиус провода определяется по формуле;

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению 42:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ВН}}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{\text{CP}}}{r_{\text{ЭКВ}}}\right)} \quad (42)$$

где D_{CP} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

Рассчитываем по формулам.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 32 \text{ кВ/см,}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ВН}}}{r_{\text{np}} \cdot \log\left(\frac{D_{\text{CP}}}{r_{\text{ЭКВ}}}\right)} = \frac{0,354 \cdot 110}{1,08 \cdot \log\left(\frac{378}{1,08}\right)} = 14,371 \text{ кВ/см,}$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$.

Проверяем по условию:

$$1,07E \leq 0,9E_0;$$

$$0,9 \times E_0 = 28,8;$$

$$1,07 \times E = 15.$$

Условие выполняется.

Выбор гибких шин ОРУ 35 кВ

Для СН принимаем гибкие шины $3 \times \text{АС} - 185$, допустимый ток $I_{\text{доп}} = 3 \times 430 \text{ А}$, диаметр провода $d = 18,9 \text{ мм}$.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\text{доп}} = 660 \text{ А.}$$

$$I_{\text{МАХ}} = 1233 \text{ А.}$$

$$I_{\text{МАХ}} < I_{\text{доп}}.$$

Проверка по условиям короны.

Начальная критическая напряженность электрического поля по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}}\right) = 32,88 \text{ кВ/см;}$$

Напряженность около поверхности провода по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{3 \cdot 0,855 \cdot \log\left(\frac{21,5}{0,855}\right)} = 10,8 \text{ кВ/см.}$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$.

Проверяем:

$$1,07E \leq 0,9E_0$$

$$11,6 \leq 29,9$$

Условие выполняется.

7.6 Выбор и проверка опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

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

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6F_{\text{разр}} = F_{\text{доп}}. \quad (43)$$

Для ОРУ 220 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 5-220-Б09-2УХЛ 1 с допустимой силой на изгиб (Н) по формуле:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 1220$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) определяется по формуле :

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}; \quad (44)$$

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{7,56^2}{1,82} \cdot 1,0164 \cdot 1,8 \cdot 10^{-7} = 108,63 \text{ Н};$$

Поправка на высоту прямоугольных шин определяется по формуле :

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + d \cdot 2}{H_{из}} \quad (45)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{1220 + 10 \cdot 2}{1220} = 1,0164$$

Проверка: $F_{расч.} \leq F_{доп}$

Таким образом, ОСК 5-220-Б09-2 УХЛ 1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

Для ОРУ 35 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК-8-35-А-2 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н):

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

Высота изолятора равна $H_{из} = 440$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y\phi}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}; \quad (46)$$

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{12,47^2}{1,15} \cdot 1,07 \cdot 1,1 \cdot 10^{-7} = 275,6 \text{ Н};$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}} \quad (47)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{440 + 5 + 25}{440} = 1,07$$

Проверка: $F_{расч} \leq F_{дон}$

Таким образом, ОСК-8-35-А-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

Для КРУ 10 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 12000 = 7500 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 215$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y\phi}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}; \quad (48)$$

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{25,6^2}{1,62} \cdot 1,33 \cdot 1,5 \cdot 10^{-7} = 1397,9 \text{ Н};$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}} \quad (49)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{215 + 10 + 60}{440} = 1,33$$

Проверка: $F_{расч.} \leq F_{дон}$

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

7.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений[5].

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования РУ являются ОПН.

Все силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы 220 кВ и выше должны защищаться ОПН от грозových и коммутационных перенапряжений.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

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

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 110 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot U_{ном.сети}, \quad (50)$$

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{кВ}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент КВ, учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (51)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{231}{1,52} = 151,97 \text{кВ}$$

По длительному допустимому напряжения выбираем ОПН–220У1.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост.}}{Z} \cdot U_{ост.} \cdot 2T \cdot n, \quad (52)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост.}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост.} = 263 \text{кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 470 \text{ Ом}$;

T – время распространения волны;

N – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (53)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$,

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 762,712 \text{кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot c}, \quad (54)$$

где β – коэффициент затухания волны;

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 0,9 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(661,765 - 263)}{470} \cdot 263 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 803,3 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоёмкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}}; \quad (55)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{803,3}{220} = 3,65 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ОПН–220 УХЛ1.

Выбор ОПН для других РУ выполняется аналогично, результаты выбранных ОПН сведём в таблицы 41-43.

Таблица 41 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс), кА	Ток взрывобезопасности, кА
220	220	252	10	40

На стороне СН выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН - 35У1 с классом напряжения 35 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 42.

Таблица 42 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс), кА	Ток взрывобезопасности, кА
35	35	48,1	10	40

На стороне НН выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН - 10УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс), кА	Ток взрывобезопасности, кА
10	10	13,3	10	20

7.8 Выбор ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

На низкой стороне выбрали КРУ внутренней установки 10 кВ серии К–63 со встроенными выключателями марки ВБ – 10-40/3150 с встроенным электромагнитным и пружинным приводом.

Таблица 44 – Основные параметры шкафа КРУ серии К – 63

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	...4000
Номинальный ток отключения, кА	...50
Электродинамическая стойкость, кА	...125
Тип выключателя	ВБ-10-40/3150
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный и пружинный
Количество и сечение силовых кабелей в шкафах отходящих линий, мм ²	4(3×240)
Трансформатор тока	ТОЛ 10 – 120/3200 УХЛ1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-09-10У2

7.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Питание нагрузок собственных нужд ПС 220/35/10 ЗСПГ обеспечивается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ, мощностью по 120 МВА каждый. Состав потребителей СН подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями СН подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам с СН с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно

учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В учебном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять $P_{уст}$ при $\cos\varphi = 0,85$, тогда расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos\varphi}, \quad (56)$$

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

$P_{уст} = 30$ МВт – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{110}{0,85} = 103,5 \text{ кВА};$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 120/10.

8 ГРОЗОУПОРНОСТЬ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 220 кВ «ВЛАДИВОСТОК – ЗСПГ» И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ 220/35/10 «ЗСПГ»

Всякое кратковременное значительное повышение напряжения принято называть перенапряжением.

8.1 Грозоупорность воздушной линии электропередачи 220 кВ «Владивосток - ЗСПГ»

Показателем грозоупорности линии является число ее грозовых отключений.

Эффективность грозозащиты определяют отдельно для следующих расчетных случаев поражения линии:

- удар молнии в опору (трос возле опоры);
- удар молнии в трос в середине пролета;
- удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

Определяем среднюю высоту подвеса троса по формуле:

$$h_{cp} = h_{mp} - \frac{2}{3} \cdot f_{mp}, \quad (57)$$

где h_{mp} – высота подвеса троса на опоре;

f_{mp} – стрела провеса троса, определяется по формуле:

$$f_{mp} = h_{mp} - H_{\Gamma} - (h_{np}^B - h_{np}^H) - h_{mp(np)}, \quad (58)$$

где h_{mp} – высота подвеса троса, $h_{mp} = 41$ м;

H_{Γ} – высота габарита (минимальное расстояние между системой провод – земля), $H_{\Gamma} = 6,5$ м; [16]

h_{np}^B – высота подвеса верхнего провода, $h_{np}^B = 35,5$ м;

h_{np}^H – высота подвеса нижнего провода, $h_{np}^H = 22,5$ м;

$h_{mp(np)}$ – высота подвеса троса над проводом, $h_{mp(np)} = 5,5$ м.

$$f_{mp} = 41 - 6,5 - (35,5 - 22,5) - 5,5 = 16 \text{ м}$$

$$h_{cp} = 41 - \frac{2}{3} \cdot 16 = 30 \text{ м}$$

1) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в опору (искровой разряд).

Общее число ударов молнии в опору определяем по формуле:

$$N_{on} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{l_{np}}, \quad (59)$$

где N – общее число ударов молнии на 100 км линии, определяется по формуле:

Так как $h_{cp} \leq 30$ м, то

$$N = 0,2 \cdot P_0 \cdot \left(\frac{h_{mp(np)}}{2} + 5 \cdot h_{cp} - \frac{2 \cdot h_{cp}^2}{30} \right), \quad (60)$$

где P_0 – плотность разряда линии на землю, определяется по формуле:

$$P_0 = 0,05 \cdot N_{Г.Д}, \quad (61)$$

$$P_0 = 0,05 \cdot 10 = 0,5$$

$$N = 0,2 \cdot 0,5 \cdot \left(\frac{0}{2} + 5 \cdot 30 - \frac{2 \cdot 30^2}{30} \right) = 9$$

$$N_{ОП} = 4 \cdot 9 \cdot \frac{41}{225,5} = 6,54$$

Определяем вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в опору (искровой разряд) по формуле:

$$P_{ОП} = e^{-0,04 \cdot I_{KP}}, \quad (62)$$

где I_{KP} – критический ток молнии, определяется по формуле:

$$I_{KP} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h_{on}}, \quad (63)$$

где $U_{50\%}$ – пятидесятипроцентное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности, $U_{50\%} = 1000$ кВ [16];

R_u – импульсное сопротивление заземлителя опоры, $R_u = 10$;

δ – коэффициент, зависящий от количества тросов, $\delta = 0,3$.

$$I_{KP} = \frac{2915}{10 + 8,7 + 4,1} = 127,85 \text{ кА}$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot 127,85} = 0,006$$

Определим вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу по формуле:

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U}{l_{разр}} - 6 \right) \cdot 10^{-2}, \quad (64)$$

где U – длительное наибольшее рабочее напряжение, для 220 кВ: $U = 252$ кВ;

$l_{разр}$ – длина разрядного пути, $l_{разр} = 2,08$ м [16].

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{252}{2,08} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 1,05$$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в опору определяем по формуле:

$$n_{on} = N_{on} \cdot P_{on} \cdot \eta \quad (65)$$

$$n_{on} = 6,54 \cdot 0,006 \cdot 1,05 = 0,04$$

2) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета.

Число ударов молнии в трос определяется по формуле:

$$N_{mp} = N \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot h_{mp}}{l_{np}} - P_{\alpha} \right), \quad (66)$$

где P_{α} – вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту,

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{D} \cdot \left(\frac{0,55}{\square h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{mp.cp} \cdot \square S} - \frac{9}{D} \right)} = 0,179, \quad (67)$$

где D - вспомогательный коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$D = 1 + U_{ном} \cdot \frac{h_{mp.cp}}{\square h} \cdot \left(\frac{U_{ном}^2 \cdot 117}{\square h \cdot \square S \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{mp.cp}}{r_{np}} \right)} \right)^3, \quad (68)$$

$$D = 1,$$

$\square S$ - горизонтальное смещение провода относительно троса, равное 4,8 м.

$$N_{TP} = 9,44 \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot 38,5}{225,5} - 0,027 \right) = 5,54$$

Определяем вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в трос в середине пролета по формуле:

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot a_{кр}}, \quad (69)$$

где $a_{кр}$ - критическая крутизна фронта тока молнии, приводящая к перекрытию изоляции трос-провод, определяется по формуле:

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot E_{cp}^{max} \cdot \Delta h \cdot \nu}{Z_{тр} \cdot (1 - k) \cdot l}, \quad (70)$$

где E_{cp}^{max} - среднее значение максимальной напряженности электрического поля в воздушном промежутке трос - провод,

$$E_{cp}^{max} = 750 \text{ кВ/м};$$

Δh - расстояние между тросом и проводом по вертикали, $\Delta h = 5,5$ м;

ν - скорость распространения волны;

Z_{mp} – волновое сопротивление коронирующего троса, $Z = 257,5$ Ом;

k – коэффициент связи электромагнитный, определяется по формуле:

$$k = \frac{\kappa_z}{\beta}, \quad (71)$$

где κ_z – геометрический коэффициент связи, определяем по табл. П 16.2 [16];

β – коэффициент затухания электромагнитной волны, определяемый по формуле:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{mp.sp} \cdot E_{cp}}{U_{50\%}}}{\ln \frac{2 \cdot h_{mp.sp}}{r_{np}}}}, \quad (72)$$

где E_{cp} – средняя напряженность электрического поля;

r_{np} – радиус провода, равный 0,016 м:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 41 \cdot 750}{2915}}{\ln \frac{2 \cdot 41}{0,016}}} = 0,844$$

Скорость распространения волны определим по формуле:

$$v = c \cdot \beta, \quad (73)$$

где v – скорость света, $v = 3 \cdot 10^8$ м/с

$$v = 3 \cdot 10^8 \cdot 0,844 = 2,5 \cdot 10^8 \text{ м/с}$$

Определяем критическую крутизну фронта тока молнии, приводящую к перекрытию изоляции трос-провод по формуле:

$$a_{KP} = \frac{2 \cdot 750 \cdot 5,5 \cdot 2,5 \cdot 10^8}{257,5 \cdot (1 - 0,47) \cdot 225,5} = 6,7 \cdot 10^7 \text{ кВ/мкс}$$

Вероятность импульсного перекрытия изоляционного промежутка трос-провод определяется по формуле:

$$P_{mp} = e^{-0.08 \cdot 6,7 \cdot 10^7} = 0,0536$$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета определяется по формуле:

$$n_{mp} = N_{mp} \cdot P_{mp} \cdot \eta, \quad (74)$$

$$n_{mp} = 5,54 \cdot 0,05 \cdot 1,05 = 0,29$$

3) Определение удельного числа отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту.

Удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту определяется по формуле:

$$n_{np} = N_{np} \cdot P_{np} \cdot \eta, \quad (75)$$

где N_{np} – число прорывов молнии на 100 км линии;

P_{np} – вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту, определяется по формуле:

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}}, \quad (76)$$

где $I_{кр}$ – критическое значение тока молнии, приводящее к перекрытию изоляции, определяется по формуле:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_z}, \quad (77)$$

где Z_z – волновое сопротивление коронирующего провода, определяется по формуле:

$$Z_z = \beta_{np} \cdot Z_{np}$$

$$Z_{np} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{cp,np}}{r_{np}}, \quad (78)$$

где $h_{cp,np}$ – средняя высота подвеса проводов, $h_{cp} = 13,5$ м

$$Z_{np} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot 13,5}{0,016} = 445,8 \text{ Ом}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 625}{373,8} = 3,34 \text{ кА}$$

$$P_{np} = e^{-0,08 \cdot 3,34} = 0,77$$

Число прорывов молнии на 100 км линии определяем по формуле:

$$N_{np} = N \cdot P_{\alpha}, \quad (79)$$

$$N_{np} = 9 \cdot 0,179 = 1,611$$

Вероятность перекрытия при ударе молнии в молниеотвод гирлянды на порталах:

$$P_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{он}}, \quad (80)$$

$$I_{он} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{подв.}}{R_u} = 969,184, \quad (81)$$

где $l_{подв.}$ - высота подвеса гирлянды на линейном портале;

R_u - импульсное сопротивление заземлителя, равное 0,5 Ом.

$$P_{он} = e^{-0,04 \cdot 969,184} = 0,75$$

8.2 Молниезащита подстанции 220/35/10 «ЗСПГ»

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС 220 кВ из-за разрядов в ОРУ, год

$$T_{ПУ} = \frac{1}{N_{ПУ}}, \quad (82)$$

где $N_{ПУ}$ - число перекрытий при прямых ударах молнии, определяется по формуле

$$N_{ПУ} = P_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (\eta_{np} \cdot P_{\alpha} \cdot P_{np} + \eta_{он} \cdot P_{он}) \cdot 10^{-6}, \quad (83)$$

где P_0 - плотность разряда молнии на землю;

a_T и b_T - длина и ширина ОРУ, соответственно равная 110 и 85 м [7,28];

$R_{э\kappa\upsilon}$ - эквивалентная ширина, с которой собираются все боковые разряды, определяется в зависимости от высоты самого высокого сооружения на ОРУ, в нашем случае $h_c = 25$ м, что меньше 30 м, следовательно, формула для определения $R_{э\kappa\upsilon}$ выглядит следующим образом:

$$R_{э\kappa\upsilon} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30}, \quad (84)$$

$$R_{э\kappa\upsilon} = 5 \cdot 30 - \frac{2 \cdot 30^2}{30} = 90 \text{ м}$$

η_{np} и η_{on} - вероятности перехода импульсного перекрытия изоляции в дугу тока промышленной частоты, соответственно при разрядах молнии в РУ, минуя молниеотводы (прорыв в зону) и при обратных перекрытиях, равное 0,9;

P_α - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниезащиту;

$P_{np} = 0,77$ - вероятная доля опасности грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственных грозовых разрядах в ошиновке ОРУ.

Удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту:

$$n_{np} = 0,1$$

Суммарное удельное число отключения линии при ударе молнии, определяется по формуле:

$$n_{вл} = n_{on} + n_{tr} + n_{np}$$

$$n_{вл} = 0,072 + 0,4 + 0,1 = 0,482$$

Нормативное удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту согласно: $n_{np}^{норм} = 0,5$. Расчетное значение удельного числа отключения линии меньше нормативного, следовательно, тросовая защита надежно защищает воздушную линию от ударов молнии.

$$N_{\text{ПВ}} = 0,5 \cdot (110 + 2 \cdot 90)(85 + 2 \cdot 90)(0,5 \cdot 0,027 \cdot 0,77 + \\ + 0,83 \cdot 0,006) \cdot 10^{-6} = 0,0009$$

Для проверки эффективности грозозащиты определяем среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ОРУ:

$$T_{\text{ПВ}} = \frac{1}{N_{\text{ПВ}}} = \frac{1}{0,0009} = 1088 \text{ лет.}$$

Для нормального функционирования сети 220 кВ эта цифра должна быть не менее 1000 лет.

Подробный расчет молниезащиты ВЛ и грозозащиты и заземления ПС «ЗСПГ» приведен в Приложении Г.

9 РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее - на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее – только на линиях 110 – 220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную короткую в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

Для линий 110 – 220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты.

Таким образом, принимаем к установке на линии следующие защиты:

- 1) дистанционная защита от междуфазных повреждений – в качестве основной;
- 2) токовая защита нулевой последовательности – в качестве основной;
- 3) ступенчатая токовая защита – в качестве резервной.

9.1 Дистанционная защита линии

В распределительных сетях напряжением выше 6 кВ дистанционные защиты линий от междуфазных КЗ используются в тех случаях, когда конфигурация сети и требования быстродействия и чувствительности не позволяют применять более простые защиты – МТЗ. На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ. При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

Распределительные сети 6 и 10 кВ, как правило, не отличаются сложной конфигурацией, и требование быстродействия не является решающим. Поэтому дистанционные защиты находят широкое применение только в сетях напряжением 35 кВ и выше, где уровень выдержек времени МТЗ оказывается недопустимо высоким, а чувствительность низкой. Лишь на секционированных ВЛ 10 кВ с сетевым резервированием в ряде случаев используют дистанционные защиты.

1) Предварительно в зависимости от марки провода определяется полное комплексное сопротивление линии:

$$\begin{aligned} Z_{л} &= (r + jx) \\ Z_{л} &= 11,76 + j51,48 \quad \text{Ом}; \end{aligned} \quad (85)$$

$$|Z_{л}| = 52,8 \text{ Ом};$$

2) Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приёмной подстанции:

$$\begin{aligned} Z_{c.з}^I &= k_3 \times Z_{л} \\ Z_{c.з}^I &= 0,85 \times 52,8 = 44,88 \text{ Ом}, \end{aligned} \quad (86)$$

где $k_3 = 0,85$ – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий

погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения.

3) Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

а) согласование с дистанционными защитами смежных линий:

$$Z''_{c.з} = k_3 \times Z_l + k'_3 \times \frac{Z^I_{c.з.см}}{k_{ток}}, \quad (87)$$

где $k'_3 = 0,78$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых защит линии;

$k_{ток}$ – коэффициент токораспределения, определяемый по трехфазному КЗ в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование;

$$k_{ток} = \frac{1,7}{1,2 + 3} = 0,404; \quad (88)$$

$Z^I_{c.з.см}$ – уставка срабатывания первой ступени защиты смежной линии;

Уставка срабатывания первой ступени дистанционной защиты ВЛ ПС Владивосток – ПС ЗСПГ

$$|Z^I_{c.з.}| = |Z_l| = 52,8 \text{ Ом}; \quad (89)$$

б) отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции, Ом:

$$Z''_{c.з} = k_3 \times \left(Z_l + j \frac{(1 - \Delta U)^2}{k_{ток}} \times X_m \right) \quad (90)$$

$$Z''_{c.з} = 0,85 \times \left(52,8 + j \frac{(1 - 0,09)^2}{0,404} \times 88,9 \right) = 178,36 \text{ Ом};$$

где ΔU – наибольший относительный предел регулировки напряжения силового трансформатора (РПН);

$k_{ток}$ – коэффициент токораспределения при КЗ за трансформатором;

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

За уставку срабатывания второй ступени принимаем 107,937 Ом.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5c$) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{c.з}^{II} = t_{c.з.см}^I + \Delta t; \quad (91)$$

Из всех полученных значений выдержки времени в качестве расчетной выбирается наибольшая.

4) Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_q^{II} = \frac{Z_{c.з}^{II}}{Z_l} \quad (92)$$

$$k_q^{II} = \frac{107,937}{52.8} = 2,044 \geq 1,25$$

5) Уставка срабатывания третьей ступени выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы:

$$Z_{c.з}^{III} = \frac{0,9 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot k_n \cdot k_v \cdot I_{нагр}} \quad (93)$$

$$Z_{c.з}^{III} = \frac{0,9 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 0,33} = 66 \text{ Ом};$$

где $k_n = 1,2$ – коэффициент надежности;

$k_v = 1,1$ – коэффициент возврата (для реле сопротивления);

$I_{нагр} = 0,33$ – максимальный ток нагрузки (длит. допуст. ток нагрева).

Выдержка времени третьей ступени выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит.

$$t_{c.з}^{III} = t_{c.з.см}^{II} + \Delta t; \quad (94)$$

6) Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_q^{III} = \frac{Z_{c.з}^{III}}{Z_l + Z_{л.см} / k_{ток}}; \quad (95)$$

Коэффициент чувствительности при КЗ на ВЛ ПС «Владивосток» –ПС «ЗСПГ»:

$$k_q^{III} = \frac{66}{52,8 + 107,937 / 0,404} = 1,59 \geq 1,2;$$

Так как условие выполняется, то дальнейшее резервирование обеспечивается.

9.2 Токовая защита нулевой последовательности

Определяем уставки первых ступеней защиты сети.

Ток небаланса расчетный:

$$I_{нб} = \varepsilon \cdot k_A \cdot k_{одн} \cdot I_H^3$$
$$I_{нб} = 0,1 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 2,521 = 0,126 \text{ кА}; \quad (96)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = k_H \cdot I_{нб} = 1,1 \cdot 0,126 = 0,139 \text{ кА}; \quad (97)$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_q = \frac{3I_0}{I_{с.з}} = \frac{3 \cdot 0,300}{0,139}$$
$$k_q = 6,47 > 1,2 \quad (98)$$

Выдержка времени защиты:

$$t_{защ} = t_{прис} + \Delta t, \quad (99)$$

где $t_{прис}$ – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование

9.3 Мгновенная токовая защита от междуфазных повреждений

Максимальная токовая защита приводится в действие при увеличении тока в линии сверх некоторого значения, определяемого условиями избирательности. В качестве реле, реагирующих на возрастание тока, используются максимальные токовые реле типа РТ-40, различные комплектные защиты, выполненные на их базе, или измерительные органы тока современных защит.

Для линий с односторонним питанием МТЗ выполняется многоступенчатым и обычно служит для междуфазных замыканий.

Ток срабатывания отсечки первой ступени отстраивается от максимального тока КЗ в конце линии.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{c.з} = \frac{k_n \cdot k_3}{k_B} \cdot I_l$$
$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,8} \cdot 0,306 = 0,184 \text{ кА};$$
(100)

где I_l – ток линии, определяемый из режимных параметров

$$I_l = \frac{2 \cdot S_{mp}}{0,95 \cdot U_{ном}} = 602 \text{ А.}$$

где S_{mp} – мощность трансформатора на ПС

Ток срабатывания реле: РТ-40/6

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} \cdot k_{CX}}{n_{TA}}$$
$$I_{c.p} = \frac{184 \cdot \sqrt{3}}{750 / 5} = 2,125 \text{ А};$$
(101)

Коэффициент чувствительности:

$$K_\chi = \frac{I_{кз}^2}{I_{c.p.}^2} = \frac{4.41}{2.123} = 1,96 \geq 1,5$$
(102)

10 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

10.1 Дифференциальная токовая защита

Дифференциальная защита применяется в качестве основной защиты трансформаторов при повреждениях их обмоток, на вводах и ошиновке. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается лишь на одиночно работающих трансформаторах 6300 кВА и выше, на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше и на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает защитное действие, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

Дифференциальная защита основана на принципе сравнения величин токов в начале и в конце защищаемого участка, например в начале и конце обмоток силового трансформатора, генератора и т. п. В частности, участок между трансформаторами тока, установленными на высшей и низшей сторонах силового трансформатора, считается защищаемой зоной.

С обеих сторон трансформатора устанавливаются трансформаторы тока ТТ1 и ТТ2, вторичные обмотки которых включены последовательно. Параллельно им подключается токовое реле Т. Если характеристики трансформаторов тока будут одинаковы, то в нормальном режиме, а также при внешнем коротком замыкании токи во вторичных обмотках трансформаторов тока будут равны, разность их будет равна нулю, ток через обмотку токового реле Т протекать не будет, следовательно, защита действовать не будет.

При коротком замыкании в трансформаторе и в любой точке защищаемой зоны, например в обмотке трансформатора, по обмотке реле Т будет протекать ток, и если его величина будет равна току срабатывания реле или больше его, то реле сработает и через соответствующие вспомогательные приборы произведет двустороннее отключение

поврежденного участка. Эта система будет действовать при междуфазных и межвитковых замыканиях.

Дифференциальная защита обладает высокой чувствительностью и является быстродействующей, так как для нее не требуется выдержки времени, она может выполняться с мгновенным действием, что и является ее главным положительным свойством. Однако она не обеспечивает защиты при внешних коротких замыканиях и может вызывать ложные отключения при обрыве в соединительных проводах вторичной цепи.

10.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах, если для их защиты не используются предохранители. На понижающих трансформаторах мощностью более 1 МВА МТЗ с минимальным или комбинированным пуском по напряжению используется для защиты от внешних междуфазных КЗ. Для трехобмоточных трансформаторов с односторонним питанием МТЗ с комбинированным пуском по напряжению устанавливается на стороне питания (ВН) и выполняется в трехфазном трехрелейном исполнении. Для повышения чувствительности комбинированный пуск по напряжению осуществляется со стороны среднего (СН) и низшего (НН) напряжения. Кроме того, для резервирования присоединений СН и НН на этих сторонах также устанавливаются МТЗ (как правило, с пуском по напряжению). Защита на стороне НН действует с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени отключается выключатель на стороне НН присоединения трансформатора, со второй выдержкой времени отключаются все выключатели трансформатора. Защита на стороне СН действует с тремя выдержками времени: с первой — отключается секционный выключатель стороны СН, со второй выдержкой времени отключается выключатель стороны СН, с третьей — все выключатели трансформатора. Защита на стороне ВН согласуется по времени с защитами сторон НН и СН и имеет наибольшую выдержку времени.

Для трехобмоточных трансформаторов с двухсторонним питанием МТЗ с комбинированным пуском по напряжению устанавливается на каждой стороне трансформатора (при наличии на стороне НН сдвоенного реактора на каждом ответвлении реактора). Блокировка по напряжению осуществляется со стороны НН и СН. Защиты на сторонах ВН и СН резервируют как основные защиты трансформатора, так и отходящие присоединения своей стороны. Выдержки времени защит осуществляются аналогично защитах трехобмоточных трансформаторов с односторонним питанием.

10.3 Защита от перегрузки

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны основного питания. На трехобмоточных трансформаторах при двухстороннем питании – со стороны основного питания и со стороны обмотки, где питание отсутствует, а при трехстороннем питании – со всех трех сторон.

10.4 Газовая защита трансформатора

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение

поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она, - защиты, контролирующие электрические параметры, обнаружить эти режимы не могут. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН.

Установка реле газовой защиты трансформатора показана на рисунке 6:

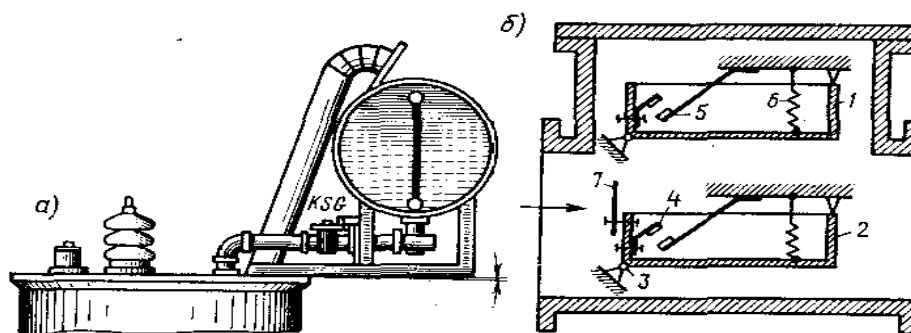


Рисунок 6 – Газовая защита трансформатора

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Ранее выпускалось поплавковое газовое реле ПГ-22. Более совершенно реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами 1 и 2.

Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек вращающихся вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 5 при опускании чашек. В нормальном режиме при наличии масла в кожухе реле чашки удерживаются пружинами 6 в положении, указанном на рисунке. Система отрегулирована так, что масса чашки с маслом является достаточной для преодоления силы пружины при отсутствии масла в кожухе реле. Поэтому

понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель через газовое реле. На пути потока находится лопасть 7, действующая вместе с нижней чашкой на общий контакт. Лопасть поворачивается и замыкает контакт в цепи отключения трансформатора, если скорость движения масла и газов достигает определенного значения, установленного на реле. Предусмотрены три уставки срабатывания отключающего элемента по скорости потока масла: 0,6- 0,9; 1,2 м/с. При этом время срабатывания реле составляет $t_{с.р.}=0,05...0,5$ с. Уставка по скорости потока масла определяется мощностью и характером охлаждения трансформатора.

Достоинства газовой защиты:

высокая чувствительность;

реагирование практически на все виды повреждения внутри бака;

сравнительно небольшое время срабатывания;

простота выполнения;

а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

11 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ

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

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

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

Согласно п. 5.31 [13] при выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;

- выбор схем и параметров сети;

- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;

- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;

- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;

- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Согласно п. 5.33 [13] при выполнении расчетов установившихся режимов следует руководствоваться следующим:

в питающих пунктах сети наибольшие расчетные напряжения при отсутствии более точных данных рекомендуется принимать ниже максимальных рабочих: на 1 % для сетей 500 кВ и выше и на 2,5 % для сетей 330 кВ и ниже;

расчетные напряжения на шинах генераторов электростанций в режиме максимума нагрузки принимаются не выше 1,1 номинального напряжения;

на шинах ВН подстанций в режиме максимума нагрузок рекомендуются такие уровни напряжения, при которых на вторичной стороне трансформаторов с учетом использования РПН напряжение не будет ниже 1,05 номинального в нормальных и не ниже номинального в послеаварийных режимах;

В режиме минимума нагрузки напряжение на шинах ВН подстанций 35 - 220 кВ, как правило, не должно превышать более чем на 5 % номинальное напряжение сети. Более высокое напряжение на стороне ВН трансформаторов допускается при условии, что на шинах 6 - 10 кВ не будет превышено номинальное;

в расчетах электрических сетей 35 - 220 кВ напряжение на шинах СН и НН питающих подстанций при отсутствии исходных данных рекомендуется принимать: для режима максимальных нагрузок - 1,05 номинального, а для режима минимальных нагрузок - равное номинальному напряжению сети.

Первым шагом перед расчётом режимов является подготовка исходной информации, то есть расчёт электрических нагрузок и параметров схемы замещения сети.

Проанализировав результаты расчета различных режимов, можно заранее проследить слабые места в сети при различных авариях, средства поддержания характеристик сети в пределах нормальных значений тем самым обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

Расчет режима проводим в программно-вычислительном комплексе RastrWin 3.0. Программно-вычислительный комплекс RastrWin 3.0

предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

В данном дипломном проекте производится расчет максимального, минимального и послеаварийного режимов для сети, в которую входит ВЛ 220 кВ ПС Владивосток – ПС ЗСПГ.

11.1 Исходные данные для расчета установившегося режима

В схему замещения входит один балансирующий узел – «ПС Владивосток», а также нагрузочные узлы. При расчетах нагрузки на подстанциях учитывают как нагрузки, приведенные к высокой стороне.

Для расчета составляется схема замещения необходимых балансирующих и нагрузочных узлов, которая показана на 3 графической части проекта.

Расчетными данными для расчета режимов являются параметры линии, такие как, активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость, параметры трансформаторов, нагрузки и т.д.

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (103)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км

$l_{ВЛ}$ – длина линии, км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (104)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), в ПК RastrWin моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (105)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

В схему замещения линия вводится полным сопротивлением.

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями. Также, каждая

степень напряжения в трансформаторе на схеме замещения помимо сопротивления изображается идеальным трансформатором, который не имеет сопротивления, но имеет коэффициент трансформации.

Таблица 45 – Параметры схемы замещения линий

Линия		Длина линии, км	Марка провода	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
Начало	Конец					
1	2	4	5	6	7	8
Приморская ГРЭС	Дальневосточная	345,2	3*АС-330/43	10,01	16,26	-1242.7
Дальневосточная	Владивосток	95,4	3*АС-300/66	3.23	29.45	-378.7
Владивосток	Волна	50,6	АС-300/39	4.9	21.7	-133.5
Волна	Зелёный угол	11,7	АС-300/39	1.14	5	-30.9
Владивосток	Зелёный угол	65,1	АС-400/51	4.88	27.34	-175.8
Русская	Патрокл	8,4	КЛА1	0.86	3.7	-18.6
Русская	Зелёный угол	17,2	АС-300/39	1.68	7.37	-45.4
Приморская ГРЭС	Чугуевка-2	291,9	3*АС-300/66	9.9	90.4	-1158.8
Чугуевка-2	Лозовая	189,5	3*АС-300/66	6.4	58.7	-752.3
Лозовая	Владивосток	116,9	3*АС-300/66	3.9	36.2	-464.1
Патрокл	Зелёный угол	8,8	АС-300/39	0.86	3.7	-23.2
Владивосток	ЗСПГ	120	АС-300/39	11.76	51.48	-316.8

11.2 Расчеты режимов после ввода объектов

При расчете максимального режима, напряжение на шинах питающих подстанций принимается больше номинального значения. В качестве ПА режима рассмотрим отключение одной линии 220 кВ от ПС «Владивосток» до ПС «ЗСПГ».

Схема расчета ПА режима приведена на листе 6 графической части.

11.3 Анализ результатов расчета режимов

Результаты расчета максимального, минимального и послеаварийного режимов представлены на листах 5,6 графической части.

Исходя из результатов расчётов всех режимов можно сделать следующие выводы:

- Напряжения во всех узлах во всех режимах поддерживаются в соответствии с ГОСТ 32144-2013;
- Нагрузка, проходящая по ВЛ в ПА режимах не превышает длительно допустимые значения;
- Реконструированная схема сети способна обеспечивать качественное электроснабжение нововводимых потребителей как в нормальном, так и в послеаварийных режимах.

Таким образом, схема является устойчивой как в нормальных, так и в послеаварийных режимах и соответствует условию надёжного и качественного электроснабжения потребителей.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

12.1 Безопасность

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы, связанные со строительством ВЛ 220 кВ « Владивосток - ЗСПГ » рассмотрены согласно.

Работники электромонтажных организаций периодически должны проходить медицинское освидетельствование.

Перед началом электромонтажных работ на территории строящейся ВЛ или подстанции с рабочими необходимо провести вводный инструктаж и первичный инструктаж по общим правилам ТБ и особым условиям работы.

Электромонтажные работы на территории ПС «ЗСПГ» разрешается производить лицам не моложе восемнадцати лет, которые прошли:

- соответствующее медицинское освидетельствование;
- обучение безопасным методам труда;
- проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;
- стажировку в течение первых трёх-десяти смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

По окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в «Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте».

Административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах.

Лица, нарушившие требования правил техники безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке.

Нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается.

Все лица, выполняющие электромонтажные работы, должны быть обеспечены спецодеждой, спец обувью и средствами индивидуальной защиты в соответствии с характером и условиями работы на основании типовых отраслевых норм.

Все лица, находящиеся на строительно-монтажной площадке, обязаны носить защитные каски и без них, а также других средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Средства защиты с просроченным сроком годности использовать запрещается.

Все работы со стальными тросами должны выполняться в рукавицах.

На каждом объекте монтажа ВЛ «Владивосток - ЗСПГ» должны быть аптечка с медикаментами и другие средства для оказания доврачебной помощи пострадавшим от поражения электрическим током и при других несчастных случаях.

Все работающие на монтажной площадке должны быть обеспечены питьевой водой в соответствии с санитарными требованиями.

На строительно-монтажной площадке должны быть оборудованы туалеты в соответствии с санитарными нормами.

12.2 Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 220 кВ « Владивосток - ЗСПГ»

На участке, где выполняются работы по монтажу и ремонту воздушной линии электропередачи 220 кВ «Владивосток - ЗСПГ», опасные для окружающих, следует вывешивать предупредительные плакаты, устанавливать ограждения, назначать дежурных. Все рабочие места на строительной площадке должны быть в тёмное время достаточно освещены.

Все монтажные работы вблизи токоведущих частей (действующие ВЛ, проходящие вблизи строящейся линии) должны производиться при снятом напряжении.

Работы по монтажу и ремонту воздушной линии электропередачи «Владивосток - ЗСПГ» связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту, с применением грузоподъемных машин и механизмов, а так же приспособлений, облегчающих труд рабочих-монтажников и обеспечивающих безопасные условия работы. Отсюда возникает опасность травмирования в случаях падения с конструкций опор, ушибов и ранений, а также не исключено поражение током молнии при работе во время грозы или наведенным напряжением от соседних ВЛ.

Как правило, подъем и опускание одностоечных опор ВЛ производится с помощью стреловых грузоподъемных кранов.

Электромонтажники должны быть обучены сигналам, согласно которым регулируется подъем грузов на высоту или его опускание. При подъеме на стальные опоры при отсутствии вышки или подъемника допускается применение лестниц, которые должны быть надежными и устойчивыми.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время производства работы, а так же не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры. При подъеме на опору тяжелых деталей оборудования необходимо пользоваться специальной веревкой, перекинутой через блок, при этом подъем груза производит рабочий, стоящий внизу и находящийся несколько в стороне от от поднимаемого предмета.

При раскатке голого провода с барабана во избежание ранения рук необходимо надевать брезентовые рукавицы.

На время работ по монтажу ВЛ «Владивосток - ЗСПГ» отдельные смонтированные участки длиной 3 км и более необходимо замыкать накоротко и заземлять на случай появления на данном участке линии наведенного напряжения от соседних, находящихся в работе, или от

грозового облака (иногда находящегося даже вне поля зрения электромонтажников).

Т.к. ВЛ 220 кВ «Владивосток - ЗСПГ» будет пересекать автомобильные дороги, не допускается проход людей и проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры ВЛ; в этом случае в надлежащих местах устанавливаются предупредительные плакаты и сторожевые посты.

12.3 Безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ «ЗСПГ»

На ПС «ЗСПГ» устанавливаются открытые ножевые разъединители. При их использовании для отключения и включения тока ненагруженных трансформаторов, зарядного или уравнивающего тока линий электропередачи, тока замыкания на землю расстояния между токоведущими частями и от токоведущих частей до земли должны соответствовать требованиям настоящей главы и специальных директивных документов.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50 °С и выше; недоступные для прикосновения — до 70 °С и выше.

Конструкции могут не проверяться на нагрев, если по находящимся вблизи них токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения.

В ОРУ 220 кВ ПС «ЗСПГ» должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений; габарит проезда должен составлять как минимум 4 м по ширине и высоте, для того чтобы при проезде ремонтных механизмов не

задеть высоковольтные провода, составляющую большую опасность для ремонтного персонала производящего ремонт оборудования.

Персонал, обслуживающий распределительное устройство, должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

РУ высокого напряжения этой подстанции должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действия персонала, блокировочные устройства должны быть всегда опломбированы.

12.4 Экологичность

Отвод земли под воздушную линию электропередачи «Владивосток - ЗСПГ» производится согласно.

Минимальный размер земельного участка для установки опоры ВЛ 220 кВ «Владивосток - ЗСПГ» определяется как: площадь контура, отстоящего на 1,5 метра от контура проекции опоры на поверхность земли, т.к. трасса проектируемой воздушной линии проходит по земельными участками сельскохозяйственного назначения.

Конкретные размеры земельных участков для установки опор воздушной линии электропередачи «Владивосток - ЗСПГ» определяются исходя из необходимости закрепления опор в земле, размеров и типов опор, несущей способности грунтов и необходимости инженерного обустройства площадки опоры с целью обеспечения ее устойчивости и безопасной эксплуатации.

Земельные участки (части земельных участков), используемые хозяйствующими субъектами в период строительства, представляют собой полосу земли по всей длине воздушной линии электропередачи, ширина которой превышает расстояние между осями крайних фаз на 2 метра с каждой стороны и составляет, для ЛЭП 220 кВ, 12 м.

Площади земельных участков, отводимых для монтажа опор воздушных линий электропередачи в местах их размещения (дополнительно

к полосе отводимых земель), должны быть не более 150 м² для стальных свободностоящих опор.

12.5 Чрезвычайные ситуации

Успех быстрой локализации и ликвидации пожара в его начальной стадии зависит от наличия первичных средств тушения пожара и умения пользоваться ими. Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря в производственных и складских помещениях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и автоматическими установками пожаротушения, а также на территории предприятий (организаций), не имеющих наружного противопожарного водопровода, или при удалении зданий (сооружений), наружных технологических установок этих предприятий на расстояние более 100 м от наружных пожарных водоемисточников, должны оборудоваться пожарные щиты.

Класс пожара на подстанции «ЗСПГ» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированными пожарным инструментом и инвентарем. На проектируемой подстанции «ЗСПГ» пожарный щит ЩП-Е должен быть оснащен:

а) порошковым огнетушителем (ОП) 10/9 (вместимость, л/ масса огнетушащего состава, кг). Рекомендуется устанавливать один огнетушитель данного вида, но при его отсутствии и при соответствующем обосновании допускается устанавливать два огнетушителя ОП 5/4;

б) углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг) в количестве двух. Этот вид огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под током;

в) крюком с деревянной рукояткой. В комплект щита входит один крюк;

г) комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик. Предусматривается один комплект для ЩП-Е;

д) асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком (1 шт.) Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Асбестовое полотно, грубошерстные ткани или войлок должны храниться в водонепроницаемых закрывающихся футлярах. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли;

е) лопатой совковой в количестве одной;

ж) ящиком с песком (1 шт.).

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставим у автотрансформаторов. Ящики емкостью 0,5 м³. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться ведрами.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Использование инвентаря для целей, не связанных с пожаротушением, запрещено.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара подстанции «ЗСПГ» должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны и члены добровольных пожарных формирований объекта [16].

Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям «Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли».

Применять средства тушения пожара для каких-либо других целей запрещается.

12.6 Пожарная безопасность при эксплуатации трансформаторов подстанции «ЗСПГ».

На подстанции «ЗСПГ» установлено два трансформатора ТДТН-63000/220.

Для тушения пожара предусматриваем противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения.

При открыто установленных трансформаторах ТДТН-63000/220, между ними необходимо установить разделительные перегородки. Разделительные перегородки должны иметь предел огнестойкости не менее 1,5 ч, ширину не менее ширины маслоприемника (гравийной подсыпки) и высоту не менее высоты вводов высшего напряжения. Перегородки устанавливаем за пределами маслоприемника. Расстояние в свету между трансформаторами и перегородкой должно быть не менее 1,5 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогам ВКР по развитию электрической сети напряжением 220 кВ южной части Центрального энергорайона Приморского края выполнен следующий объём расчётов:

определены прогнозируемые нагрузки рассматриваемого участка сети;

разработаны возможные схемы развития сети;

спроектирована линия электропередачи и подстанция;

оценена грозоупорность проектируемой линий электропередачи и подстанции;

определены технико-экономические показатели проектируемой схемы электроснабжения;

Проект развития сети 220 кВ в Приморском крае имеет высокие технико-экономические показатели, в связи с чем подключение новых потребителей приведёт к некоторому снижению себестоимости электрической энергии в рассматриваемом районе.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2009. – 392 с.
- 2 Блок В.М. Электрические сети и системы / В.М. Блок. - М. : Высшая школа, 1986. – 678 с.
- 3 Дьяков А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М. : Издательство МЭИ, 2000. – 247 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. - М. : Энергоатомиздат, 1989. - 438 с.
- 5 Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций / В.С. Козулин, Л.Д. Рожкова. -М. : Энергоатомиздат, 1987. – 765 с.
- 6 Consultant.Ru : Концепция стратегии развития электроэнергетики Дальнего Востока до 2020 г. [Электронный ресурс]. – Постоянный адрес в сети Интернет : <http://www.consultant.ru> - 1.06.12.
- 7 Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М. : Энергоатомиздат, 1989. – 545 с.
- 8 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.
- 9 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

- 10 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Амурский гос.ун-т, 1999. – 238 с.
- 11 Программа развития электроэнергетики регионов Дальневосточного Федерального Округа на период до 2020 года Приморский край / Москва 2008
- 12 Базуткин В.В. Техника высоких напряжений : изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов. – М. : Энергофтомиздат, 1986. – 464 с.
- 13 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003 / Москва ФГУП НТЦ "Промышленная безопасность" 2006
- 14 Дмитриев М.В. ПУЭ и защита от грозových перенапряжений / «Новости электротехники», №3-4(45-46), 2007.
- 15 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / Под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – СПб. : Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
- 16 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М. : Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.
- 17 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. – М. : НТФ «Энергопрогресс», 2003.
- 18 Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.