

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей напряжением 220 кВ
Приморского края в связи с подключением ПС «Суходол» для
электроснабжения морского порта «Суходол».

Исполнитель

студент группы
242-об2

подпись, дата

Е.С. Петраш

Руководитель

к.т.н, доцент

подпись, дата

А.А. Казакул

Нормоконтроль

доцент

подпись, дата

А.Н. Козлов

Технический контроль

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В.
Савина

«_____» _____ 2016г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Петраш Евгения Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей напряжением 220 кВ Приморского края в связи с подключением ПС «Суходол» для электроснабжения морского порта «Суходол»

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

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: Бодруг Наталья Сергеевна,
ст. преподаватель _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия Петраш _____

Имя _____

Евгений _____

Отчество Сергеевич _____

Специальность Электроэнергетические системы и сети

Тема выпускной квалификационной работы Развитие электрических сетей напряжением 220 кВ Приморского края в связи с подключением ПС «Суходол» для электроснабжения морского порта «Суходол»

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью _____

3. Достоинства работы _____

4. Недостатки работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

«_____» _____ 2016 г.
Руководитель _____

РЕФЕРАТ

ВКР содержит 130 страниц, 36 рисунков, 32 таблицы, 132 формулы, 12 источников, 4 приложения.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данном дипломном проекте разработан вариант развития электрических сетей напряжением 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС в связи со строительством ВЛ 220 кВ ПС «Владивосток» - ПС «Суходол» и ПС «Суходол»- ПС «Зелёный угол», а также в связи со строительством ПС «Суходол». Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования на ПС «Суходол». Выбрана защита силовых трехобмоточных трансформаторов. Произведен расчет режимов работы электрической сети в различных условиях. Рассчитано заземляющее устройство ОРУ 220 кВ ПС «Суходол». Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты РУ от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен технико-экономический расчет.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВН – высокое напряжение

СН – среднее напряжение

НН – низкое напряжение

ВЛ – воздушная линия

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ТСН – трансформатор собственных нужд

КРУ – комплектное распределительное устройство

Введение	11
1 Основная часть	13
1.1 Климатическая характеристика района	13
1.2 Описание существующей схемы электроснабжения в районе проектирования	15
1.3 Описание источников питания рассматриваемого района строительства	18
1.4 Характеристика потребителей	19
1.5 Прогнозирование электрических нагрузок	20
1.6 Выбор компенсирующих устройств	22
1.7 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции «Суходол»	23
1.8 Разработка вариантов развития сети для повышения надежности питания ПС 220 кВ	26
1.9 Анализ принятых вариантов сети	30
1.10 Выбор конкурентоспособных вариантов сети	31
1.11 Выбор сечения ВЛ «Владивосток» - «Суходол» - «Зелёный угол»	32
1.12 Расчет токов короткого замыкания	34
1.13 Выбор оборудования РУ 220, 27,5, 10 кВ ПС «Суходол»	46
1.13.1 Выбор выключателей 220 кВ	47
1.13.2 Выбор выключателей на стороне 27,5 кВ	50
1.13.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ	52
1.13.4 Выбор разъединителей	54
1.13.5 Выбор трансформаторов тока	55
1.13.6 Выбор трансформаторов напряжения	60
1.13.7 Выбор жестких шин	63
1.14 Расчет режимов работы сети	64
1.15 Защита от прямых ударов молнии	75
1.16 Расчет сети заземления	78
1.17 Конструкция ВЛ	81

1.17.1	Выбор типов опор	81
1.17.2	Выбор изоляторов	83
1.17.3	Расстановка опор по профилю трассы	85
1.18	Релейная защита и автоматика ВЛ	87
1.18.1	Дистанционная защита	87
1.18.2	Токовая отсечка	90
1.18.3	Первая ступень токовой защиты нулевой последовательности	91
1.18.4	Вторая ступень токовой защиты нулевой последовательности	92
1.18.5	Третья ступень токовой защиты нулевой последовательности	92
1.19	Оценка надежности схемы РУ 220 кВ	94
2	Организационно-экономическая часть	99
2.1	Описание проектируемой сети	100
2.2	Юридический статус проектируемого объекта	101
2.3	Затраты на реализацию проекта	102
2.4	Жизненный цикл объекта	109
2.5	Определение нормативной численности обслуживающего персонала подстанции	110
2.6	Расчет себестоимости передачи электроэнергии	114
2.7	Методы определения экономической эффективности инвестиций	116
	Заключение	121
	Библиографический список	122
	Приложение А.	123
	Приложение Б.	124
	Приложение В.	125
	Приложение Г.	126

ВВЕДЕНИЕ

В 2013 году были разработаны схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 – 2019 годы. Важное место в этой программе занимают вопросы развития электроэнергетики Дальнего Востока. Это связано с тремя причинами стимулирующими рост энергопотребления: интенсивное промышленное освоение территорий Дальневосточного Федерального округа; внутренняя политика государства направленная на демографический прирост населения и развитием научно-технического прогресса.

Все это требует развития и переоснащения существующих электроэнергетических систем, внедрения новых технологий и современного оборудования этот процесс сопровождается строительством и реконструкцией линий электропередач и подстанций.

В данном дипломном проекте рассматривается развитие электрических сетей напряжением 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» в связи со строительством ВЛ 220 кВ ПС «Владивосток» - ПС «Суходол» и ПС «Суходол» - ПС «Зелёный угол», а также в связи со строительством ПС «Суходол». Строительство ВЛ позволит решить ряд серьезных проблем связанных с надежностью электроснабжения потребителей «Приморского ПМЭС», а именно: существенно повысить надежность электроснабжения, сократить финансовые потери организации в связи с недоотпуском электроэнергии.

Актуальность данного дипломного проекта заключается в том надежность электроснабжения потребителей в связи с ростом нагрузок перестает удовлетворять требуемым значениям, что связано со схемой питания ПС «Владивосток» и ПС «Зелёный угол» от одноцепных ВЛ напряжением 220 и 500 кВ, решением данной проблемы является создание дополнительной связи между ПС «Владивосток» и ПС «Зелёный угол» в связи со строительством промежуточной ПС «Суходол». Повышение надежности электроснабжения

позволит снизить ущерб от недоотпуска электроэнергии и от штрафных санкций связанных с отключением потребителей.

Целью данного проекта является определение наиболее экономически целесообразного варианта увеличения надежности питания потребителей электрической энергии ПС «Владивосток», ПС «Зелёный угол» а так же смежных с ними ПС более низкого класса напряжения.

К основным задачам следует отнести следующие: определение сечения проектируемой ВЛ, выбор схемы распределительного устройства высокого напряжения на ПС «Владивосток». Другими задачами являются: выбор основного электротехнического оборудования на ПС «Суходол», и определение экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и модернизацию сети, а также выбор схемы распределительного устройства высокого напряжения на ПС «Зелёный угол».

1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ.

1.1 Климатическая характеристика района.

Приморский край — субъект Российской Федерации, расположен на юге Дальнего Востока, в юго-восточной части Российской Федерации. На севере граничит с Хабаровским краем, на западе с КНР, на юго-западе с КНДР, с юга и востока омывается Японским морем. Административным центром Приморского края является город Владивосток. Общая площадь составляет 164673 км², при плотности населения 11,74 чел./км².

Климат умеренный, муссонный. Зима сухая и холодная с ясной погодой. Весна продолжительная, прохладная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков, в некоторых районах до 90 % годовых осадков. Осень как правило тёплая, сухая, с ясной погодой. Летом преобладают южные ветра с Тихого океана, а зимой северные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов. Основная особенность — летом обильные осадки и туман.

Лето — пора тайфунов, эти тропические циклоны каждый год посещают край, нанося порой огромный ущерб инфраструктуре края и сельскому хозяйству. Средняя температура июля +17...+26 °С. Самое холодное лето в крае — на Восточном побережье Приморья из-за холодного Приморского течения, на побережье Татарского пролива. Самое жаркое на Приханкайской равнине. Абсолютный максимум +41 °С зарегистрирован в Пограничном районе. Средняя температура января от –8 °С до –18 °С на побережье, что в паре со влажностью и ветрами понижает её в 2 раза, а в материковых районах, с более сухим климатом, температура иногда доходит до –38 °С, но ветра более слабые. Самая тёплая зима на юге Хасанского района и на Восточном побережье, самая холодная — в горных районах центральной и северной части

края. Абсолютный минимум $-54\text{ }^{\circ}\text{C}$ зарегистрированный в Красноармейском районе у села Глубинное связан с температурной инверсией в межгорной котловине. Самые холодные месяцы: декабрь, январь и февраль. Самые тёплые — июнь, июль и август в континентальных районах; июль, август и сентябрь на побережье. Осадков 600—900 мм в год.

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м ²)	800
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см), (мм)	25
Температура воздуха высшая, (град С)	+37
Температура воздуха низшая, (град С)	- 26
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	- 4
Число грозных часов	12
Степень загрязнения атмосферы	II
Сейсмичность района, (бал.)	6

Представленные в таблице 1 данные будут использованы в дальнейших расчетах при проектировании механической части ВЛ.

1.2 Описание существующей схемы электроснабжения в районе проектирования.

На рисунке 1 представлена рассматриваемая часть существующей схемы электроснабжения потребителей «Приморского ПМЭС».

Как видно на рисунке в районе проектирования проходят 2 одноцепных ВЛ напряжением 220 кВ от которой подключены ПС «Владивосток», ПС «Зелёный угол», ПС «Береговая -2», указанные ПС являются в данном районе основными источниками питания высокого уровня напряжения 220 кВ («Владивосток», «Зелёный угол», «Береговая-2»), а также 35 и 110 кВ («Муравейка», «Суражевка» «Кролевцы», «Западная», «Штыково», «Факел 2», «Шкотово»).

Схема электроснабжения ПС «Зелёный угол» и «Возжаевка» осуществляется по одноцепным ВЛ от ПС «Владивосток», что значительно оказывает негативное влияние на надежность электроснабжения как самих ПС 220 кВ так и подключенных от них ПС 35 кВ и 110 кВ, при этом ПС «Кролевцы», «Западная» имеют двухстороннее питание и в меньшей степени подвержены отключению от внешнего электроснабжения.

Таблица 2 – Загрузка ПС 220 кВ района размещения ПС 220 кВ Суходол в к.д.з 2013г

Наименование ПС	Мощность ПС, шт.хМВА	Загрузка трансформаторов ПС, МВт+j Мвар		
		18.12.2013 г.	19.06.2013 г.	
		20 ч	22 ч	4 ч
ПС 220 кВ Береговая-2	2х63	2х(24+j17)	2х(13+j13)	2х(10+j13)
ПС 220 кВ Перевал	2х40	1+ j 0,4	0,4+j 0,1	0,4+j0
ПС 220 кВ Широкая	2х40	25,6+ j7,1	16+j 6,7	8+j5,3
ПС 110 кВ Смоляниново/Г	2х40	14,4+ j 26	13+j20	26+j28

Таблица 3 – Загрузка ВЛ 110-220 кВ района размещения ПС 220 кВ Суходол в к.д.з. 2013 г.

Наименование ВЛ	Сечение провода ВЛ	Загрузка ВЛ, МВт+j Мвар		
		18.12.2013 г.	19.06.2013 г.	
		20 ч	22 ч	4 ч
ВЛ 220 кВ				
Артемовская ТЭЦ–Береговая-2	АС-300	24+j57	16+j37	24+j32
Береговая-2 – Перевал	АС-300	-25+j23	-11+j16	4+j12
Перевал – Широкая	АС-300	-27+ j 27	-12+j 25	4+j 16
Владивосток – Зелёный угол	АС-400	91- j3	55+j 3	11+j3
ВЛ 110 кВ				
Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/Г	М-70, АС-120	17+j16	15+j9	24+j10
Находка – Волчанец	М-70, АС-120	5-j 4	7-j4,3	5-j4

Для повышения надёжности электроснабжения потребителей рассматриваемого района, требуется подключить в рассечку к ВЛ «Владивосток – «Зелёный угол» ПС «Суходол».

Данные по загрузкам ВЛ 110 и 220 кВ рассматриваемого района проектирования представлены в таблице 2. Данные по загрузкам ВЛ 110 – 220 кВ представлены в таблице 3.

Анализ данных представленных в таблице 2 показывает что практически на всех ПС нагрузка трансформаторов составляет 10-50 %.

Из вышесказанного можно сделать вывод о том что силовое оборудование в указанной части энергосистемы мало загружено и

следовательно отсутствуют ограничения по перераспределению потоков мощности при проектировании вновь вводимых ВЛ.

1.3 Описание источников питания рассматриваемого района.

Как указывалось ранее в рассматриваемом районе имеется две ПС, выступающие в роли источников питания: ПС 500 кВ «Владивосток» и 220 кВ «Зелёный угол», в качестве основного силового оборудования на них установлены автотрансформаторы типа АДЦТН номинально мощностью 63 МВА - «Зелёный угол» и 2×167 МВА - «Владивосток», дополнительно на ПС «Владивосток» имеется два силовых трехобмоточных трансформатора типа ТДЦТН 40000/220/35, подключенных на общие РУ 220 и 35 кВ, на ПС «Зелёный угол» - два силовых трансформатора типа ТМ 4000/35/10.

Распределительные устройства высокого 220 кВ и среднего 110 кВ напряжения ПС «Владивосток» представлены в виде - «одной секционированной системы шин с обходным и шиносоединительным выключателями», на ПС «Зелёный угол» РУ 220 кВ представляет собой «мостик», РУ 110 кВ «одна секционированная система шин».

1.4 Характеристика потребителей.

Надежность любой энергетической системы – это бесперебойное снабжение электроэнергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций опасных для людей и окружающей среды.

К основным типам потребителей данного района реконструкции относятся: городская и сельская нагрузка, электроприемники жилищно – коммунальной сферы, а так же социально значимые объекты.

В отношении качества электроэнергии при проектировании электрических сетей должны соблюдаться требования ГОСТа 32144-2013 «Электрическая энергия». Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения». В основном это вопросы регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

В данном дипломном проекте все потребители рассматриваемого района электрических сетей относятся ко второй и к третьей категории согласно приведенной классификации, при этом основу потребителей составляет городская и сельская нагрузка.

1.5 Прогнозирование электрических нагрузок.

При реконструкции подстанции и сетей необходимо учитывать ежегодный рост нагрузки с целью предотвращения перегрузки трансформаторов и других электрических аппаратов.

Данный раздел посвящен расчету электрических нагрузок на ПС рассматриваемого района проектирования с учетом на перспективу в 2020 года, с целью дальнейшего выбора сечения ВЛ 220 кВ.

Формула сложных процентов используемая для прогнозирования электрической нагрузки выглядит следующим образом [4]:

$$S = S_T \cdot (1 + K)^{T_{II}} \quad (1)$$

где S – прогнозируемая мощность;

S_T – текущее значение мощности;

K – коэффициент увеличения параметра в единицу времени (о.е./год);

T_{II} – период времени, на который производится прогнозирование (лет);

0,047 – относительное увеличение нагрузки за год для данного района проектирования согласно среднестатистическим данным СО ЕЭС;

$T_{ПРОГ}$ – год на который прогнозируется нагрузка;

$T_{ТЕК}$ – текущий год

В данном случае на примере ПС «Суходол» прогноз максимальной активной нагрузки составит:

$$P_M = 34,36 \cdot (1 + 0,047)^{2020-2015} = 43,23 \text{ (МВт)}$$

прогноз максимальной реактивной нагрузки составит:

$$Q_M = 12,76 \cdot (1 + 0,047)^{2020-2015} = 16,05 \text{ (MVar)}$$

Расчет по формуле сложных процентов, показывает что в период с 2015 года по 2020 рост нагрузки составит порядка 21 %, при ежегодном приросте нагрузки 4,2%.

1.6 Выбор компенсирующих устройств

Компенсация реактивной мощности оказывает существенное влияние на экономические показатели функционирования электрической сети, так как позволяет снизить потери активной мощности и электроэнергии в элементах сети.

В данном разделе дипломного проекта рассматривается расчет мощности компенсирующих устройств требуемых к установке на стороне 10 кВ ПС «Суходол» и «Зелёный угол» для уточнения мощности протекающей по проектируемой ВЛ 220 кВ.

Определяем мощность компенсирующих устройств требуемых к установке на примере ПС «Суходол» с учетом прогнозирования. Расчёт проводится по нормативному коэффициенту мощности [1]:

$$Q_{\text{треб}} = Q_{\text{макс}} - P_{\text{макс}} \cdot \text{tg} \varphi_n, \quad (2)$$

где $\text{tg} \varphi_n$ - нормативный коэффициент мощности для 220 кВ – 0,5 (согласно приказа №49 Министерства промышленности и энергетики от 22.02.07)

$$Q_{\text{треб}} = 16,05 - 43,23 \cdot 0,5 = -5,565 \text{ (Мвар)}.$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств имеет отрицательное значение следовательно установка таковых не требуется, вся требуемая реактивная мощность может быть получена из сети.

Определяем мощность компенсирующих устройств требуемых к установке на ПС «Зелёный угол» с учетом прогнозирования.

$$Q_{\text{треб}} = 20,76 - 59,07 \cdot 0,5 = -8,775 \text{ (Мвар)}.$$

В данном случае так же не требуется установка компенсирующих устройств.

1.7 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции «Суходол».

В данном разделе дипломного проекта рассматривается выбор основного силового оборудования устанавливаемого на ПС «Суходол» в связи со строительством.

Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности (в данном случае компенсация реактивной мощности не требуется), осуществляется в зависимости от категоричности потребителей. В составе нагрузки подстанции имеются потребители 2-й и 3-й категории, следовательно число устанавливаемых трансформаторов на подстанции должно быть не менее двух.

Расчетная мощность трехобмоточного трансформатора для подстанции определяется по следующей формуле (Мва) [9]:

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_3 + Q_{сн})^2}}{n_T \cdot K_3} \quad (3)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (Мва);

$P_{нн}, P_{сн}$ – средняя активная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения (МВт);

$Q_3, Q_{сн}$ – реактивная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения определенная согласно оптимизации режима работы сети (Мвар);

n_T – число трансформаторов;

K_3 – оптимальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции (0,7) .

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [9]:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_э + Q_{сн})^2}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (4)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_э + Q_{сн})^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (5)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение по защите одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «Суходол» расчетная мощность трансформатора составляет 34,36 МВА.

Выбираем 2 трехобмоточных трансформатора, с номинальной мощностью в данной категории, типа ТРДТН 40000/220/27,5/10 с номинальной мощностью 40 МВА, номинальное напряжение средней стороны 27,5 кВ низкой стороны 10 кВ. Охлаждение осуществляется естественной циркуляцией воздуха и масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой. Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [9]:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(5,76 + 0,49)^2 + (0,81 + 0,19)^2}}{2 \cdot 40} = 0,34$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(5,76 + 0,49)^2 + (0,81 + 0,19)^2}}{40} = 0,56$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы имеют небольшие значения. При таких коэффициентах загрузки так же

будет иметься возможность отключения одного трансформатора даже в режиме максимальных нагрузок. Данный тип трансформатора оставляем.

1.8 Разработка вариантов развития сети для повышения надежности питания ПС 220 кВ

В данном разделе ВКР рассмотрим несколько вариантов подключения сети напряжением 220 кВ с целью повышения надежности электроснабжения ПС «Зелёный угол», «Береговая-2» а также смежных с ними ПС 110 и 35кВ.

Разработка вариантов схем электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

При составлении вариантов схемы нужно учитывать следующие правила:

- 1) обязательный учёт категорийности потребителей по надёжности электроснабжения;
- 2) исключение обратных перетоков мощности в разомкнутых сетях;
- 3) передача мощности к пунктам потребления должна производиться по наиболее коротким трассам;
- 4) применение простых электрических схем РУ с минимальным количеством трансформации;
- 5) крайне нежелательно объединять маломощные подстанции с крупными, в замкнутых сетях, а так же сложно–замкнутые схемы;
- 6) вариант электрической сети должен быть технически осуществим.

К разработке принимаем три варианта реконструкции сети указанные на рисунках 2,3,4:

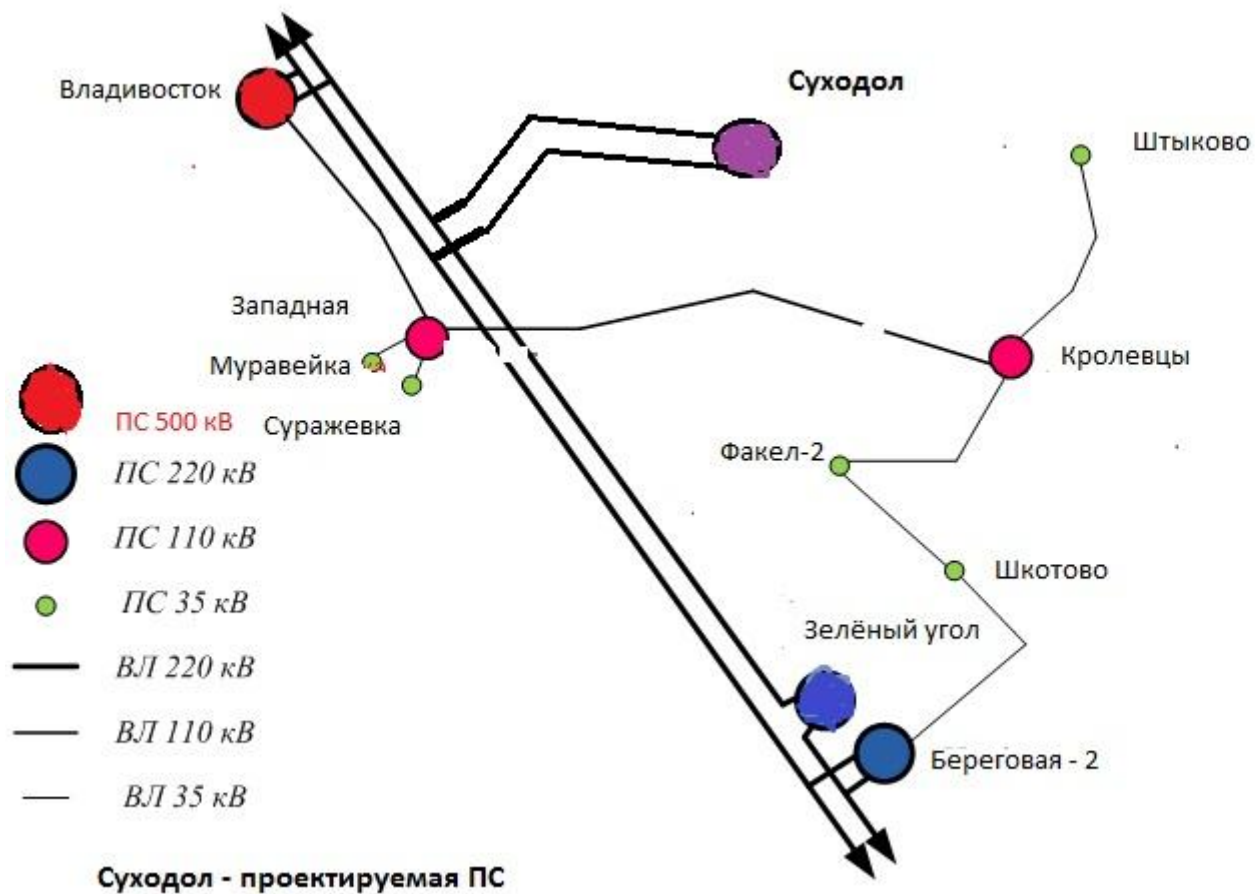


Рисунок 2 - Вариант развития сети №1

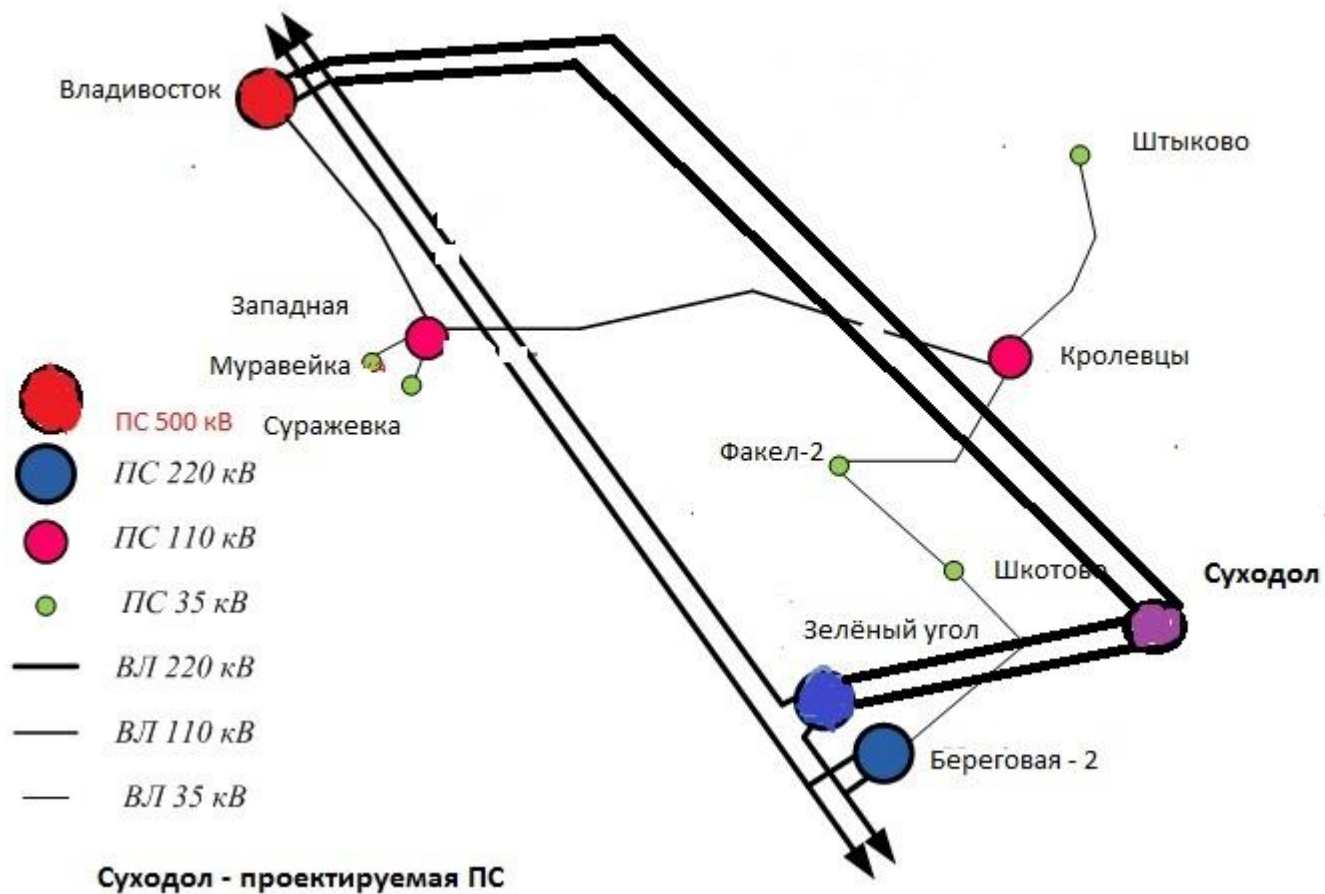


Рисунок 3 - Вариант развития сети №2

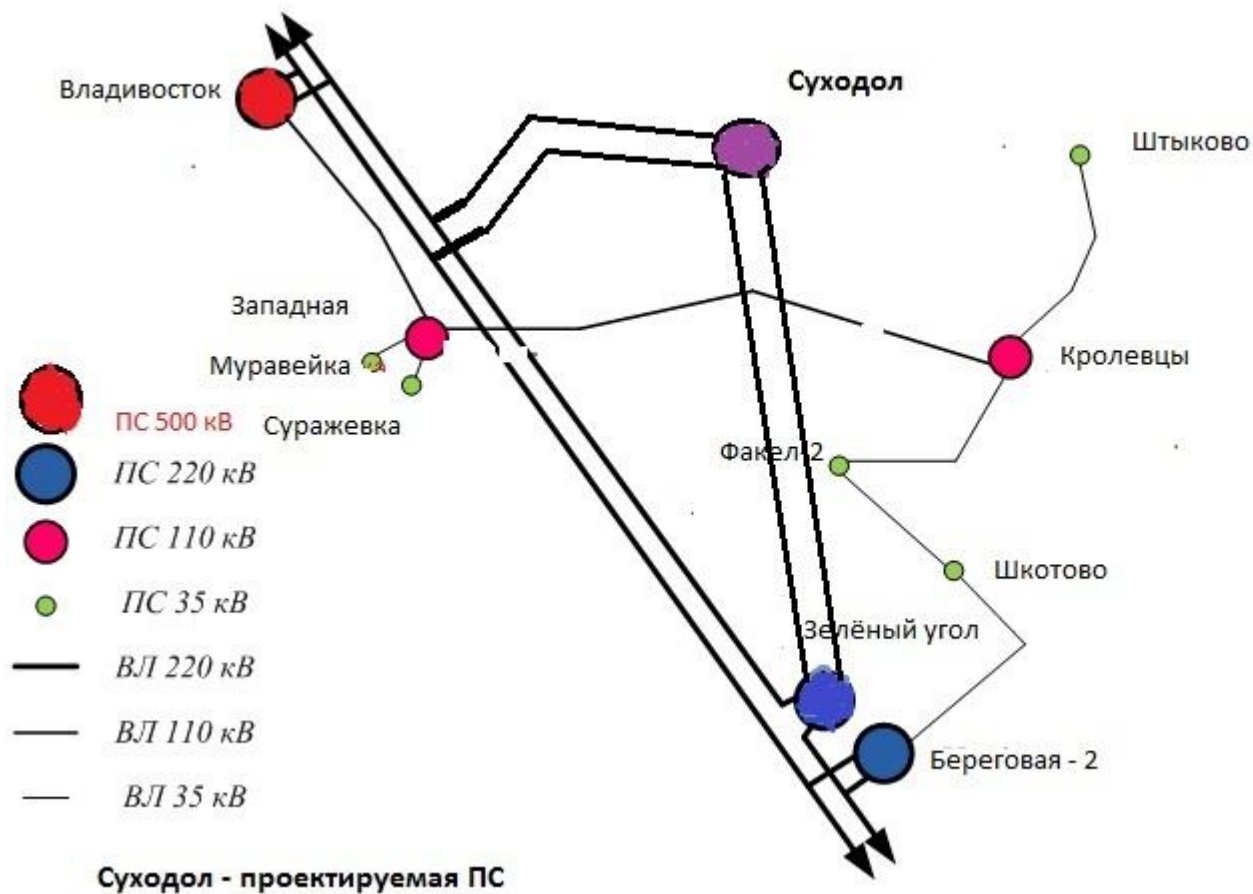


Рисунок 4 - Вариант развития сети №3

1.9 Анализ принятых вариантов сети

Вариант 1: Предусматривает строительство 2 одноцепных ВЛ напряжением 220 кВ ПС «Владивосток» - ПС «Суходол»- ПС «Зелёный угол» протяженностью 30,0 км, для реализации данного варианта на ПС «Зелёный угол» имеется резервная ячейка РУ 220 кВ для подключения данной ВЛ, так же и на ПС «Владивосток» существует возможность расширения РУ 220, но это не требуется, т.к. данная ВЛ подключается в рассечку. После реализации данного вариант появится возможность двухстороннего питания ПС «Владивосток» и «Зелёный угол» что существенно повысит надежность электроснабжения всего района электрических сетей.

Вариант 2: В данном случае предусматривается строительство 2 одноцепных ВЛ 220 кВ ПС «Владивосток» - ПС «Суходол» – ПС «Зелёный угол» протяженностью 67,1 км, такой вариант так же способствует повышению надежности электроснабжения, т.к при отключении одной цепи в работе остается вторая. При этом потребуются существенное изменение распределительного устройства на ПС «Владивосток», т.к. количество присоединений увеличивается на 2 выключателя. К минусам относится большая протяженность ВЛ по сравнению с первым вариантом, а также подключение к ПС «Владивосток» и к ПС «Зелёный угол» промежуточной ПС «Суходол».

Вариант 3: Строительство ВЛ «Суходол» - «Зелёный угол» протяженностью 71 км, путём подключения ПС «Суходол» в рассечку к ВЛ 220 кВ «Владивосток» - «Зелёный угол».

Такой вариант схож с первым и так же приводит к созданию участка сети 220 кВ с двухсторонним питанием. Отличием от первого варианта является требование установки дополнительного автотрансформатора на ПС Зелёный угол, т.к. распределительного устройства напряжением 110 кВ на этой ПС в

настоящее время нет. Так же к минусам этого варианта относится самая большая протяженность ВЛ среди вариантов.

1.10 Выбор конкурентоспособных вариантов сети

Из рассмотренных вариантов выберем один наиболее оптимальный и менее затратный по наименьшему количеству дополнительно устанавливаемых выключателей на РУ ПС и по минимальной протяженности требуемых к строительству ВЛ.

В ходе расчета дополнительного оборудования определено, что очевидным наименее затратным и более простым вариантом является первый вариант, т.к. он имеет наименьшее количество дополнительно устанавливаемых выключателей и протяженности ВЛ, при этом не требуется установка дополнительных трансформаторов, а также ПС «Суходол» подключается 2 одноцепными ВЛ в рассечку к ВЛ 220 кВ «Владивосток» - «Зелёный угол», что способствует сокращению трассы ВЛ. Данный вариант оставляем для окончательной разработки.

1.11 Выбор сечения ВЛ «Владивосток» - «Суходол» - «Зелёный угол».

В данном дипломном проекте рассматривается проектирование дополнительной связи между подстанциями «Владивосток» - «Зелёный угол», согласно проекту ВЛ должна иметь номинальное напряжение 220 кВ.

Исходя из вышесказанного определяем сечение ВЛ согласно экономическим токовым интервалам в ремонтном режиме питания ПС «Суходол» и ПС «Зелёный угол» со стороны ПС «Владивосток». Расчетный ток в этом сечении рассчитывается по следующей формуле [4]:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (6)$$

где n – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ВЛ;

$P_{\text{макс}}$, $Q_{\text{неск}}$ – максимальные активная и реактивная мощности протекающие по ВЛ, в данном случае это суммарная мощность потребителей подключенных к шинам низкого и среднего напряжения ПС «Суходол» и ПС «Зелёный угол» (МВт, Мвар)

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимума нагрузки.

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

Для T_m равному 3000 - 5000 часов α_T принимается равным 1,1 согласно (ЭТС кн 3).

Определяем значение максимального тока в сечении [3]:

$$I_p = \frac{\sqrt{43,23^2 + 18,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} 1,05 \cdot 1,1 = 256,4 \text{ (A)}.$$

Согласно экономическим токовым интервалам принимаем для ВЛ проводник марки АС 400/64 (сталеалюминевый провод с сечением алюминиевой части 400 мм² и несущей стальной 64 мм²), а также выбираем это сечение, т.к. ВЛ «Владивосток – «Зелёный угол» выполнена проводом этого сечения, а ПС «Суходол» подключается непосредственно к этой линии электропередачи, следовательно данное сечение провода оставляем.

1.12 Расчет токов короткого замыкания.

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтральными, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Данный расчет токов КЗ проводился для выбора оборудования на ПС «Суходол» в связи с реконструкцией и модернизацией. Расчетные точки короткого замыкания представлены на рисунке 5. Для снижения объема расчета приняты следующие упрощения: расчетная схема упрощается до двух

подстанций и распределительных устройств высокого напряжения 220 кВ ПС «Владивосток», «Зелёный угол», которые в свою очередь представляется как энергосистема с неизменной во времени периодической составляющей тока короткого замыкания, так же в качестве источников для подпитки места короткого замыкания будут учтены узлы нагрузки на шинах низкого и среднего напряжения подстанций «Западная» и «Береговая-2».

На рисунке 6 представлена схема замещения для расчета токов короткого замыкания с тремя расчетными точками на разных номинальных напряжениях подстанции «Суходол».

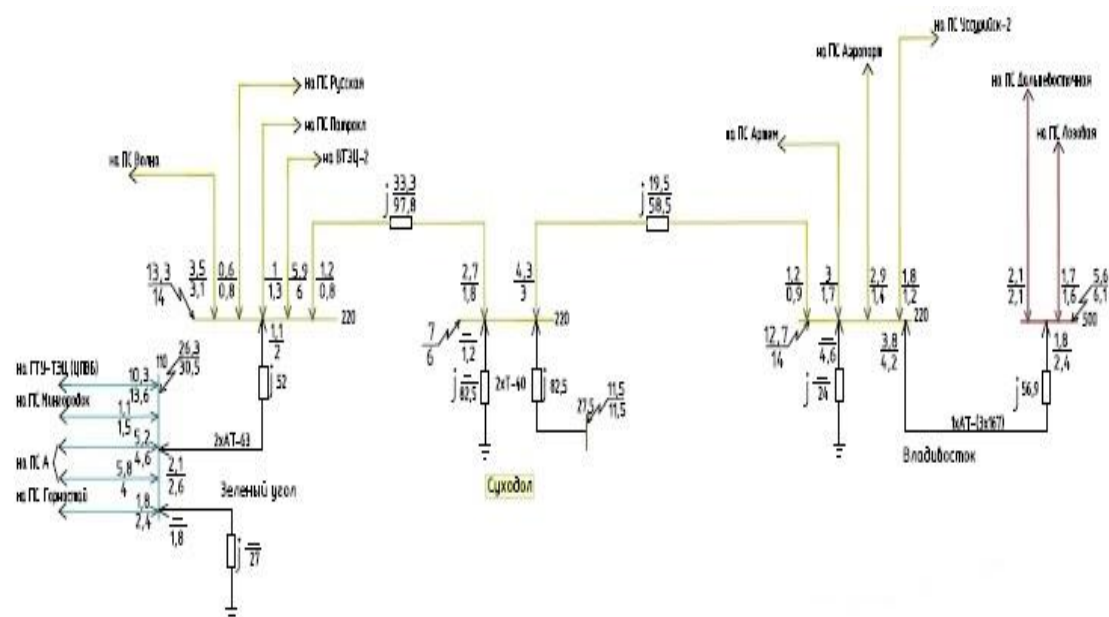


Рисунок 5 – Расчетные точки короткого замыкания

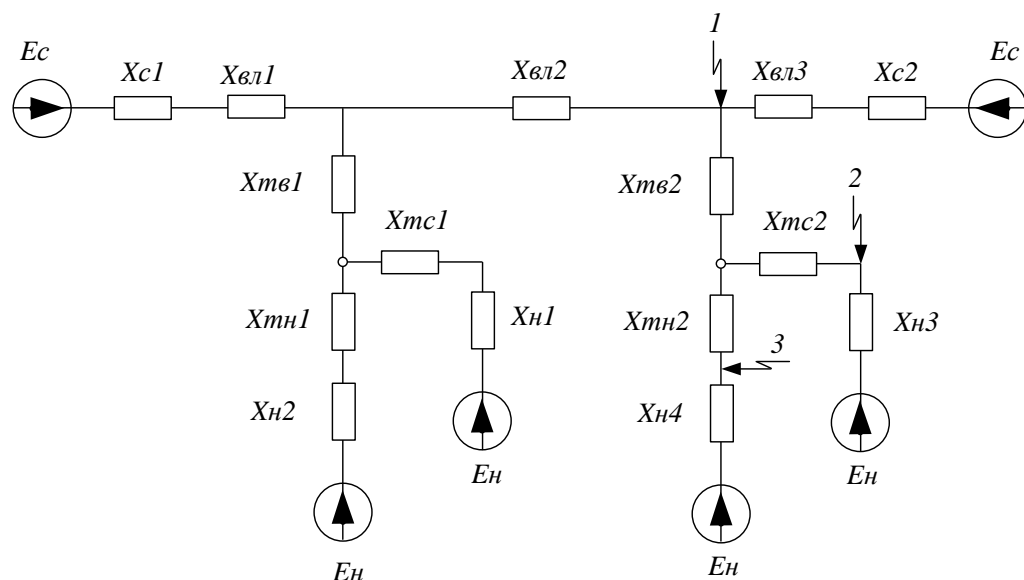


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания

Рассмотрим расчет тока КЗ в контрольной точке №1 (шины 220 кВ ПС «Суходол»).

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Зелёный угол» по формуле [8]:

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{K31} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 13,8 = 5,49 \cdot 10^3 \quad (\text{Мва}) \quad (7)$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ

U – напряжение на стороне 220 кВ;

I_{K3} – ток трехфазного короткого замыкания (кА);

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Владивосток» по формуле:

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{K32} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 17,4 = 6,92 \cdot 10^3 \quad (\text{Мва})$$

Все параметры приводятся к базисной ступени (220 кВ)

Сопротивление системы соответственно приведенное к базисной ступени

[8]:

$$X_{C1} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K31}} = \frac{230^2}{5,49 \cdot 10^3} = 9,64 \quad (\text{Ом})$$

(8)

$$X_{C2} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K32}} = \frac{230^2}{6,92 \cdot 10^3} = 7,64 \quad (\text{Ом})$$

Сопротивление ВЛ:

$$X_{ВЛ} = X_{уд} \cdot L \quad (\text{Ом})$$

(9)

где $X_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ 220 кВ (Ом/км)

L – длина соответствующего участка ВЛ (км);

$$X_{ВЛ1} = X_{уд} \cdot L1 = 0,4 \cdot 15,6 = 6,24 \quad (\text{Ом})$$

$$X_{ВЛ2} = X_{уд} \cdot L2 = 0,4 \cdot 33,1 = 13,24 \quad (\text{Ом})$$

$$X_{ВЛ3} = X_{уд} \cdot L3 = 0,4 \cdot 17,0 = 6,8 \quad (\text{Ом})$$

Определяем сопротивление обмоток трехобмоточных трансформаторов ПС «Зелёный угол» приведенное к стороне 220 кВ (принимая сопротивление обмотки среднего напряжения равным 0):

$$X_{TB1} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T \quad (10)$$

$$X_{TB1} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{230^2}{63} \cdot \frac{1}{2} = 50,38 \text{ (Ом)}$$

$$X_{TH1} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T$$

$$X_{TH1} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{230^2}{63} \cdot \frac{1}{2} = 28,13 \text{ (Ом)}$$

где U_k – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора (Мва)

Определяем сопротивление обмоток трехобмоточных трансформаторов ПС «Суходол» приведенное к стороне 220кВ:

$$X_{TB2} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T \quad (11)$$

$$X_{TB2} = 0,005 \cdot (10,5 + 17 - 6) \cdot \frac{230^2}{40} \cdot \frac{1}{2} = 79,35 \text{ (Ом)}$$

$$X_{TH2} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T$$

$$X_{TH2} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17 + 6) \cdot \frac{230^2}{40} \cdot \frac{1}{2} = 41,66 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки приведенное к высокой стороне:

$$X_H = \frac{x_{O.H.} U_{CP}^2}{S_H} \cdot K_{TP}^2$$

(12)

где $x_{O.H.}$ – сопротивление нагрузки (о.е.)

S_H – мощность нагрузки (Мва)

U – номинальное напряжение со стороны нагрузки (кВ)

K_{TP} – коэффициент трансформации трансформатора

Для ПС «Зелёный угол»:

$$X_{H1} = \frac{x_{O.H.} U_{CP}^2}{S_{H1}} \cdot K_{TP}^2 = \frac{0,35 \cdot 37^2}{\sqrt{4,84^2 + 2,83^2}} \cdot \frac{230^2}{37^2} = 1625,68 \text{ (Ом)}$$

$$X_{H2} = \frac{x_{O.H.} U_{CP}^2}{S_{H2}} \cdot K_{TP}^2 = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{4,07^2 + 0,76^2}} \cdot \frac{230^2}{10,5^2} = 1936 \text{ (Ом)}$$

Для ПС «Суходол»:

$$X_{H3} = \frac{x_{O.H.} U_{CP}^2}{S_{H3}} \cdot K_{TP}^2 = \frac{0,35 \cdot 27,5^2}{\sqrt{0,73^2 + 0,29^2}} \cdot \frac{230^2}{27,5^2} = 6493,1 \text{ (Ом)}$$

$$X_{H4} = \frac{x_{O.H.} U_{CP}^2}{S_{H4}} \cdot K_{TP}^2 = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{2,64^2 + 0,54^2}} \cdot \frac{230^2}{10,5^2} = 2238,5 \text{ (Ом)}$$

Определяем ЭДС системы приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_C = E_{C.o.} \cdot U_C = 1 \cdot 230 = 230 \quad (\text{кВ})$$

(13)

где $E_{C.o.}$ – ЭДС системы (о.е.)

Определяем ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к базовой ступени:

Со стороны 35 кВ и со стороны 10 кВ

$$E_H = E_{H.o.} \cdot U_C = 0,85 \cdot 37 \cdot \frac{230}{37} = 195,49 \quad (\text{кВ})$$

(14)

$$E_H = E_{H.o.} \cdot U_C = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{230}{10,5} = 195,6 (\text{кВ})$$

где $E_{H.o.}$ – ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Сворачиваем схему относительно точки №1 и определяем сопротивления при этом схема принимает вид после первого преобразования:

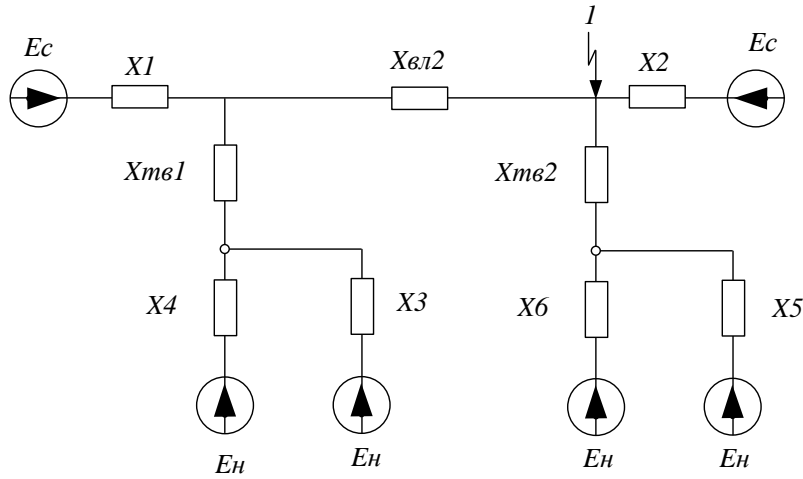


Рисунок 7 – Первое преобразование схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{BЛ1} = 9,64 + 6,24 = 15,88 \text{ (Ом)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{BЛ3} = 7,64 + 6,8 = 14,44 \text{ (Ом)}$$

$$X3 = X_{H1} = 1625,68 \text{ (Ом)}$$

$$X4 = X_{ТН1} + X_{H2} = 28,13 + 1936 = 1964,13 \text{ (Ом)}$$

$$X5 = X_{H3} = 6493,1 \text{ (Ом)}$$

$$X6 = X_{ТН2} + X_{H4} = 41,66 + 2238,5 = 2280,16 \text{ (Ом)}$$

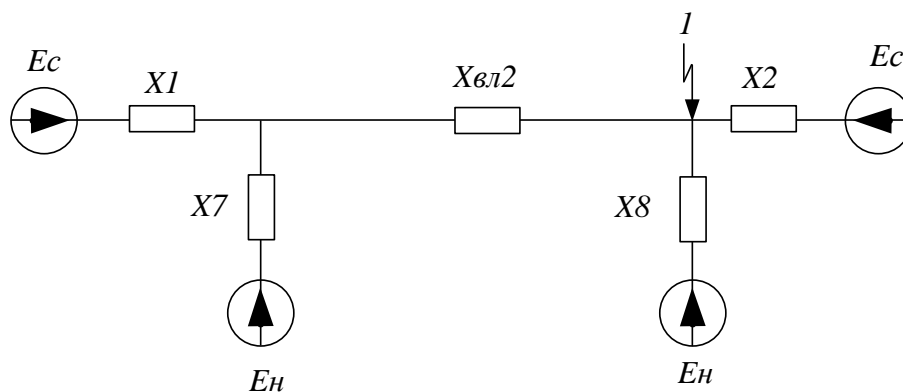


Рисунок 8 – Второе преобразование схемы замещения

$$X_7 = X_{ТБ1} + \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} = 50,38 + \frac{1625,68 \cdot 1964,13}{1625,68 + 1964,13} = 939,85 \text{ (Ом)}$$

$$X_8 = X_{ТБ2} + \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} = 79,35 + \frac{6493,1 \cdot 2280,16}{6493,1 + 2280,16} = 1766,89 \text{ (Ом)}$$

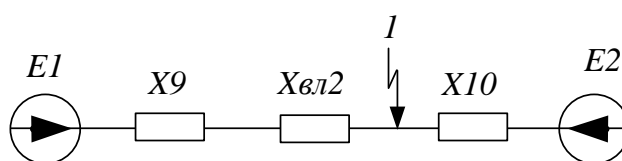


Рисунок 9 – Третье преобразование схемы замещения

$$X_9 = \frac{X_1 \cdot X_7}{X_1 + X_7} = \frac{15,88 \cdot 939,85}{15,88 + 939,85} = 15,62 \text{ (Ом)}$$

$$X_{10} = \frac{X_2 \cdot X_8}{X_2 + X_8} = \frac{14,44 \cdot 1766,89}{14,44 + 1766,89} = 14,32 (\text{Ом})$$

$$E_1 = \frac{X_1 \cdot E_H + X_7 \cdot E_C}{X_1 + X_7} = \frac{15,88 \cdot 195,6 + 939,85 \cdot 230}{15,88 + 939,85} = 246,97 (\text{кВ})$$

$$E_2 = \frac{X_2 \cdot E_H + X_8 \cdot E_C}{X_2 + X_8} = \frac{14,44 \cdot 197,6 + 1766,89 \cdot 230}{14,44 + 1766,89} = 229,73 (\text{кВ})$$

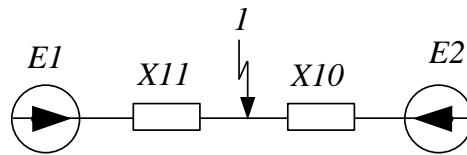


Рисунок 10 – Четвертое преобразование схемы замещения

$$X_{11} = X_9 + X_{B/12} = 13,24 + 15,62 = 28,86 (\text{Ом})$$

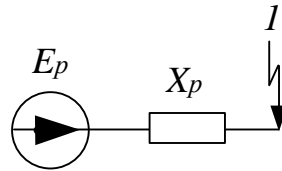


Рисунок 11 – Определение результирующих сопротивления и ЭДС

Определяем результирующее сопротивление до точки КЗ:

$$X_p = \frac{X_{11} \cdot X_{10}}{X_{11} + X_{10}} = \frac{28,86 \cdot 14,32}{28,86 + 14,32} = 9,57 (\text{Ом})$$

Проводим дальнейшее преобразование схемы

$$E_p = \frac{X_{11} \cdot E_2 + X_{10} \cdot E_1}{X_{11} + X_{10}} = \frac{28,86 \cdot 229,73 + 14,32 \cdot 246,97}{28,86 + 14,32} = 235,45 (\text{кВ})$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1 [8]:

$$I_{\text{п01}} = \frac{E_p}{\sqrt{3} \cdot X_p} = \frac{235,45}{\sqrt{3} \cdot 9,37} = 14,53 \text{ (кА)}$$

(15)

Аналогично проводим расчет тока короткого замыкания в точке №2,3, при этом все сопротивления и ЭДС приводятся к соответствующей стороне трансформатора.

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле :

$$I_{\text{At}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-T_{\text{ос}}}{T_a}}$$

(16)

где I_{At} – апериодическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

$I_{\text{п0}}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{\text{ос}}$ – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,3 сек.

T_a – постоянная времени.

Для точки К1 определяем данную величину по справочным данным:

$$T_a = 0,03$$

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Апериодическая составляющая для К1:

$$I_{At} = \sqrt{2} \cdot 14,53 \cdot e^{\frac{-0,3}{0,03}} = 0,021 \text{ (кА)}$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right)$$

(17)

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 14,53 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 16,83 \text{ (кА)}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом всех токов КЗ сведены в таблицу 6:

Таблица 6 – Результаты расчета токов КЗ

Номер точки КЗ	$I_{по}, \text{(кА)}$	$I_{At}, \text{(кА)}$	$I_{уд}, \text{(кА)}$
1	14,53	0,021	16,83
2	22,82	0,0036	30,8
3	29,85	0,0052	44,46

Полученные данные используем в расчетах при выборе основного электротехнического оборудования на ПС «Суходол»

1.13 Выбор оборудования РУ 220, 27,5, 10 кВ ПС «Суходол».

В данном разделе рассматривается выбор основного силового и измерительного оборудования устанавливаемого на ПС «Суходол» в связи со строительством.

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции. Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов. Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 8. В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, нелинейные ограничители перенапряжений.

Определяем максимальные рабочие токи всех РУ ПС «Суходол» по номинальной мощности трансформаторов, (со стороны 220 кВ с учетом транзита мощности) (кА).

$$I_{M220} = \frac{2 \cdot S_{T1} + 2 \cdot S_{T2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

(18)

где S_{T1} , S_{T2} – номинальная полная мощность силовых трансформаторов ПС «Зелёный угол» и «Суходол» соответственно (Мва).

$$I_{M220} = \frac{2 \cdot 63 + 2 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,54$$

На стороне 27,5 кВ

$$I_{M27,5} = \frac{S_{T2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

$$I_{M27,5} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 0,84$$

На стороне 10 кВ

$$I_{M10} = \frac{S_{T2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

$$I_{M10} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,2$$

Таблица 7 – Информация о рабочих токах в РУ ПС «Суходол»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
220 (с учетом транзита мощности)	324,7
27,5	156,0
10	435,0

1.13.1 Выбор выключателей 220 кВ. Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [6]:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (19)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M. \quad (20)$$

Термическая стойкость:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (21)$$

где $I_{ТЕР}$ - ток термической стойкости;

$t_{ТЕР}$ - время термической стойкости,

B_K - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость:

$$i_{ПРСКВ} = i_{ДИН} \geq i_{УД} \quad (22)$$

где $i_{ПРСКВ}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$i_{ДИН}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение B_K можно определить по формуле (на примере расчетной точки №1):

$$B_K = I_{ПО}^2 \cdot (T_{ОВ} + T_a) = 14,53^2 \cdot (0,3 + 0,03) = 69,66 \quad (23)$$

Принимаем к расчету выключатель типа ВГБУ-220 II - 80/2500 У1.



Рисунок 12 – Внешний вид выключателя типа ВГБУ 220

Выключатель элегазовый баковый ВГБУ-220 II - 80/2500 У1 со встроенными трансформаторами тока предназначен для выполнения коммутационных операций (включений и отключений) в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока с заземленной нейтралью (коэффициент замыкания на землю не выше 1,4) при номинальном напряжении 220 кВ и номинальной частоте 50Гц. Выключатель предназначен для работы в следующих условиях:

- нормальные значения климатических факторов внешней среды в соответствии с ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1 для климатического исполнения У - категории размещения 1.

При этом:

- а) рабочее значение температуры окружающего воздуха:
 - верхнее - плюс 40 °С,
 - нижнее - минус 45 °С;
- б) окружающая среда - не содержащая химически активных разъедающих оболочки и опасных в отношении взрыва примесей (содержание коррозионно-активных агентов для атмосферы типа II по ГОСТ 15150).

Выключатель пригоден для работы в условиях:

- наибольшая высота над уровнем моря - не более 1000 м;
- допустимое натяжение проводов:
 - а) в горизонтальной плоскости - 1000 Н(100 кгс);
 - б) вертикально вниз - 750 Н (75 кгс).

Сравнение параметров принятого выключателя с расчетными данными представлены в таблице 8.

Выключатель проходит по всем параметрам.

1.13.2 Выбор выключателей на стороне 27,5 кВ. Первоначально принимаем для установки вакуумный выключатель марки ВР35НС

Выключатели вакуумные наружной установки серии ВР35НС с кремнийорганической и воздушной изоляцией в полюсах (без трансформаторного масла) и приводом с использованием принципа двухпозиционной "магнитной защелки" соответствуют техническим условиям ТУ У 22588376.002-96, а также ГОСТ 687-78. Выключатели серии ВР35НС предназначены для коммутации электрических высоковольтных цепей при нормальных и аварийных режимах сетей трехфазного переменного тока с изолированной или частично заземленной нейтралью с номинальным напряжением 35 кВ частотой 50 (60) Гц.

Таблица 8 – Выбор и проверка выключателей 220 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчётные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	220	220	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2000	234	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	40	4,94	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	102	11,92	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения	40	4,94	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$

$I_{отк}$ (кА)			
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	18	0,01	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	102	11,92	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	4800	15,37	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатели серии ВР35НС применяется как комплектующее для открытых распределительных устройств 35кВ.

Вакуумные выключатели серии ВР35НС разработаны на смену воздушным и масляным выключателям, обладая целым рядом преимуществ над ними. К основным таким преимуществам прежде всего следует отнести: механический ресурс до 30000 циклов ВО; коммутационный ресурс 55 циклов ВО при номинальном токе отключения; коммутационный ресурс 30000 циклов ВО при номинальном токе; цельнолитая кремнийорганическая изоляция полюсов по сравнению с применяемой ранее и по сравнению с керамическими покрышками позволила значительно уменьшить массу и габариты выключателя, существенно повысить надежность изоляции; применение полимерной изоляции в конструкции полюса позволило отказаться от традиционного заполнения полюса трансформаторным маслом, что значительно повысило надежность и пожаробезопасность выключателя; применяемость в схемах на постоянном и переменном оперативном напряжении; минимум обслуживания; гарантийный срок эксплуатации 2,5 года.



Рисунок 13 – Внешний вид – ВР35НС

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 9.

Выключатель проходит по всем параметрам.

1.13.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ. Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВ TEL 10-20/630

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 10.

Таблица 9 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные Данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$

Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1600	103,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	12,82	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	52	28,8	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	20	12,82	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	8	0,003	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	52	28,8	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1200	103,21	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B$

Таблица 10 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчётные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	630	346,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	19,85	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	51	44,46	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	20	19,85	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	22,5	0,005	$i_{АН} \geq i_A$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	51	44,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$

Термическая стойкость, $I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$ (кА ² с)	1200	248,23	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq$
---	------	--------	--

1.13.4 Выбор разъединителей. Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой [4].

Выбор разъединителей 220 кВ.

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РНДЗ-220/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двухколонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка разъединителей 220 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные Данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ (кВ)	220	220	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}}$
Номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ (А)	1000	234,0	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{м}}$
Предельный сквозной ток $i_{\text{ПРСКВ}}$ (кА)	80	11,92	$i_{\text{ПРСКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
Термическая стойкость, $I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$	2790,7 5	15,37	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

Выбор разъединителей 35 кВ.

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 ХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	103,0	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	63	28,8	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1875	103,21	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

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

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K$$

(24)

Сопротивление контактов принимается равным $r_k=0,1$ Ом.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{F}$$

(25)

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов, для РУ 220 кВ подстанции принимается - 120 м, для РУ35 80 м, 10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (220 кВ):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 120}{4} = 0,849 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 10 кВ) (Ом):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2}$$

(26)

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1$ А.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс DELTA+ фирмы АВВ. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 13, 14, 15.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	DELTA+	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	DELTA+	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	DELTA+	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 220 $S_{\text{пр}}=1,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ $S_{\text{ПР}} = 0,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 и 6 кВ $S_{\text{ПР}} = 0,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,110} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,10} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

ПРИНИМАЕМ ТРАНСФОРМАТОР ТОКА НА СТОРОНЕ 220 КВ
ТОЛ-220 III, С НОМИНАЛЬНЫМ ТОКОМ ПЕРВИЧНОЙ ОБМОТКИ 600
А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка выбранного ТТ 220 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные Данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	220	220	$U_{НОМ} \geq U_{НС}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	600	234,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	126	11,92	$i_{ПРСКВ} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1387 2	15,37	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	20	2,43	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные Данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТ}$

Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	300	103,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	125	28,8	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	7203	103,21	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2НОМ}$ (Ом)	30	1,15	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК-10-I-1 с номинальным током первичной обмотки 600 А. Сравнение параметров приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные Данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	600	346,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	74,5	44,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	4800	248,23	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2НОМ}$ (Ом)	1,2	1,15	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

1.13.6 Выбор трансформаторов напряжения. Трансформаторы напряжения выбираются [6]:

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

$$S_{2НОМ} \geq S_2$$

где $S_{2НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 220 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	DELTA+	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			32

Принимаем на стороне 220 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-220

Таблица 20 – Проверка выбранного ТН 220 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	32 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	DELTA+	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			44

Таблица 22 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН	Расчетные	Условия
--------------------------	-----------	---------

		е данные	выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ В}$ А	$S_2 = 44 \text{ В}$ А	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	DELTA+	12	1
Счетчик РЭ			
Сумма			42

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НТМИ – 10.

Таблица 24 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	42 ВА $S_{2НОМ} \geq S_2$

1.13.7 *Выбор жестких шин.* Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Ромны». Максимальный рабочий ток составляет 346,0 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (2.5 см²), длительно допустимы ток для данного сечения составляет 600 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ [6].

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{248,23}}{91} = 0,17 \text{ (см}^2\text{)} \quad (27)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}}} = 1,12 \quad (28)$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

q - сечение проводника, в данном случае 2,5 (см²)

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \text{ (см}^3\text{×см)} \quad (29)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1,1 м.

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{44460^2}{0,4} = 855,93 \text{ (Н/м)} \quad (30)$$

где i_{yd} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \text{ (см}^3\text{)} \quad (31)$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{44460^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 49,79 \text{ (МПа)} \quad (32)$$

При расчете напряжения все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего следовательно данное сечение оставляем.

1.14 Расчет режимов работы сети.

Расчет режимов работы сети проводится для определения всех параметров, в процессе эксплуатации существующей и реконструированной сети, включающих такие как: потери напряжения, потери мощности токовые нагрузки в сечениях и т.д.

Расчет проводится программном комплексе RASTR WIN3, граф сети представлен на рисунке 14

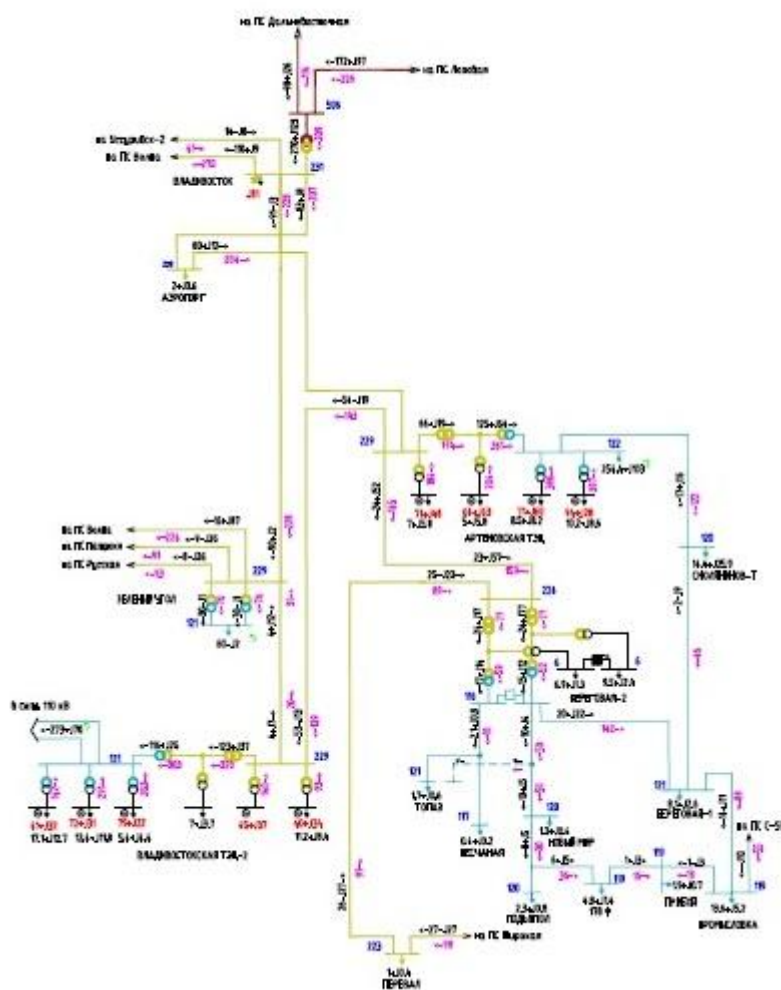


Рисунок 14 - Граф сети с указанием технических параметров оборудования

Данные по узлам в режиме зимнего максимума представлены в таблице 25.

Параметры режима работы в графической форме представлены на рисунках 15, 16, 17, 18.

Таблица 25 – Данные по узлам в нормальном режиме и послеаварийном режиме работы исходной сети

Токовая нагрузка основных элементов электрической сети в нормальном и послеаварийных режимах

Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительное допустимый ток, А при $t = +25$ град.С	Нормальный режим	Послеаварийные и режимные режимы отключения элементов сети						Ограничивающий элемент для длительно-допустимого тока
				Вывод в ремонт УШР на ПС 500 кВ Лезовая*)			Вывод в ремонт УШР на ПС 500 кВ Владивосток			
				Отключение СК на ПС 500 кВ Дальневосточная	Отключение УШР на ПС 220 кВ Скрытия	Отключение УШР на ПС 500 кВ Владивосток	Отключение СК на ПС 500 кВ Дальневосточная	Отключение УШР на ПС 220 кВ Скрытия	Отключение нагрузки на ПС 220 кВ Суходол	
Загрузка ВЛ 500 кВ, А										
Дальневосточная - Владивосток	ЭвАС-300	650	142	113	95	82	148	123	136	по условиям РЗАП
Владивосток - Лозовая	ЭвАС-300	1000	132	75	69	79	167	142	155	ТТ на ВЛ
Загрузка ВЛ 220 кВ, А										
Владивосток - Уссурийск-2	АС-300	690	102	90	102	131	106	123	129	провод ВЛ
Владивосток - Артем	АС-300	690	63	71	71	102	96	87	91	провод ВЛ
Владивосток - Аэропорт	АС-400, КЛ-1х800	693	79	89	89	122	115	105	109	кабель КВЛ
Владивосток - Суходол	АС-400	690	12	9	9	10	9	5	24	Однополюснейка ВЛ на ПС 500 кВ Владивосток
Суходол - Зеленый угол	АС-400	825	35	36	36	45	44	41	41	провод ВЛ
Владивостокская ТЭЦ-2 - Зеленый угол	КЛ-1х630, АС-300	435	176	174	174	187	191	187	190	кабель КВЛ
Артемовская ТЭЦ - Владивостокская ТЭЦ-2	АС-300	600	61	63	63	60	56	58	60	ТТ на ВТЭЦ-2
Артемовская ТЭЦ - Аэропорт	АС-400, КЛ-1х800	693	92	102	102	135	128	117	122	кабель КВЛ
Артемовская ТЭЦ - Березовая-2	АС-300	600	159	157	156	161	166	164	167	по условиям РЗАП
Загрузка ВЛ 110 кВ, А										
Артемовская ТЭЦ - Смолинново-1	М-70	337	177	176	175	175	177	177	177	провод ВЛ
Загрузка АТ, А										
ПС 500 кВ Владивосток	3х167	578	138	169	163	134	110	111	110	
Загрузка Т, А										
Т М1 ПС 220 кВ Суходол	40	100	16	16	16	16	16	16	0	
Т М2 ПС 220 кВ Суходол	40	100	16	16	16	16	16	16	0	

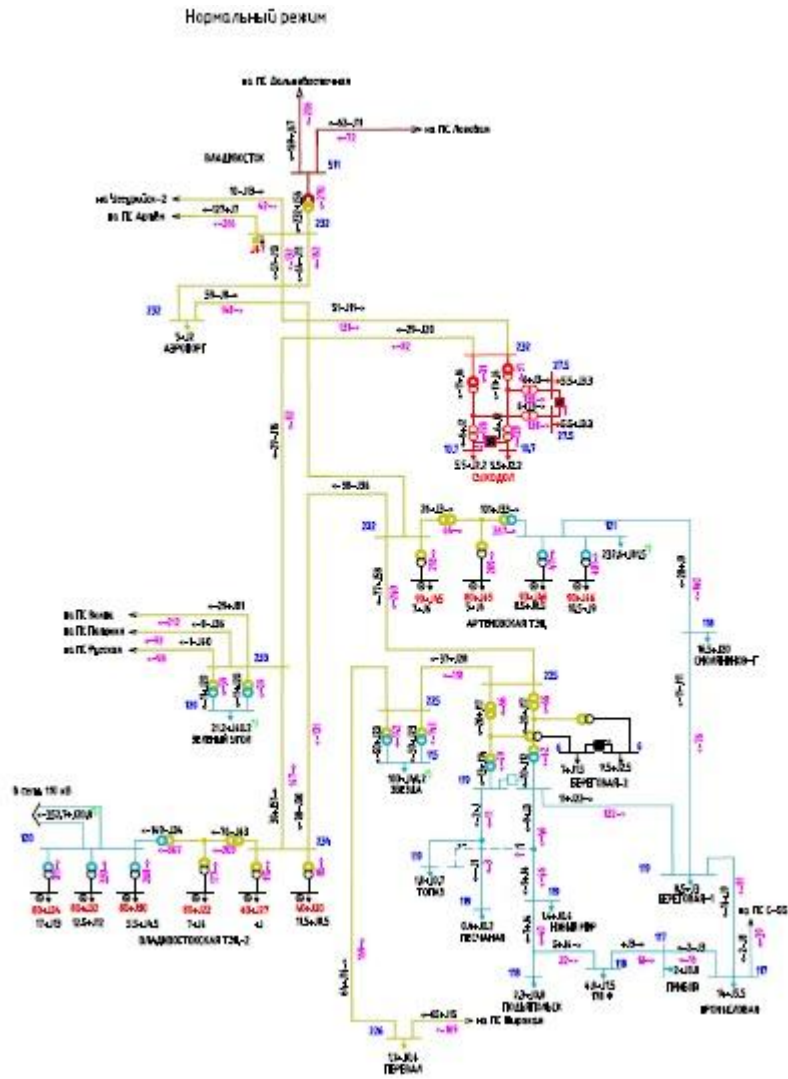


Рисунок 15 - Данные по ветвям в нормальном режиме работы исходной сети

Послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ
Владивосток – Артём

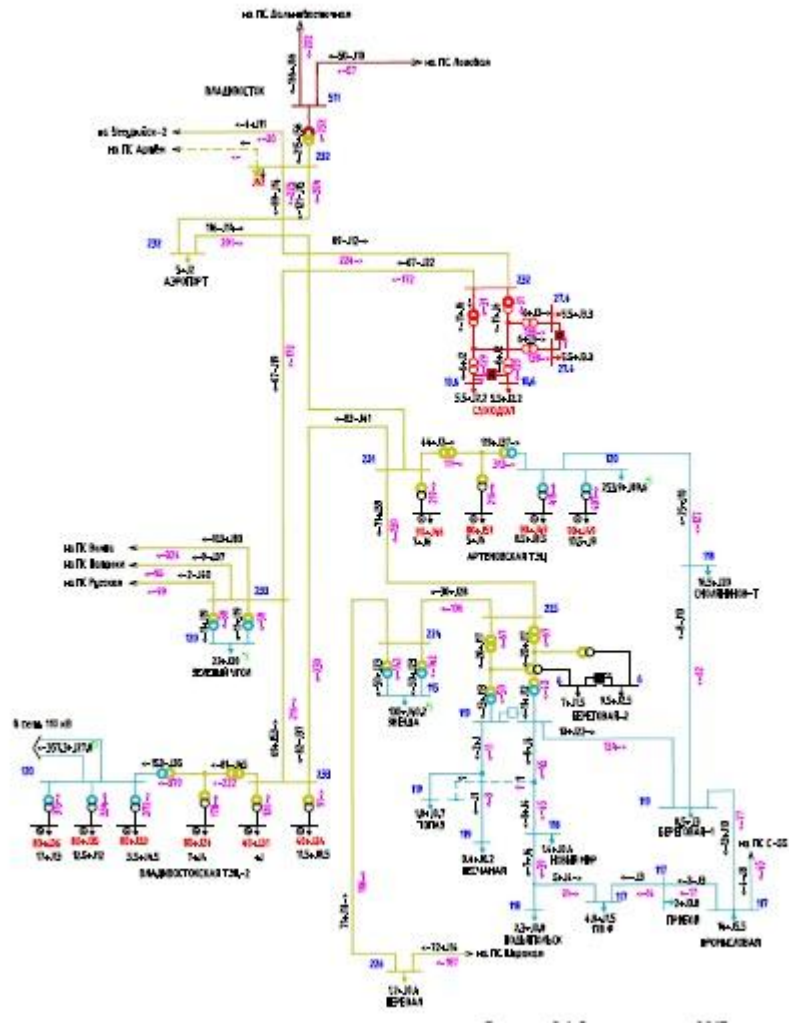


Рисунок 16 - Данные по ветвям в послеаварийном режиме работы исходной сети при отключении ВЛ 220 кВ «Владивосток» – «Артём»

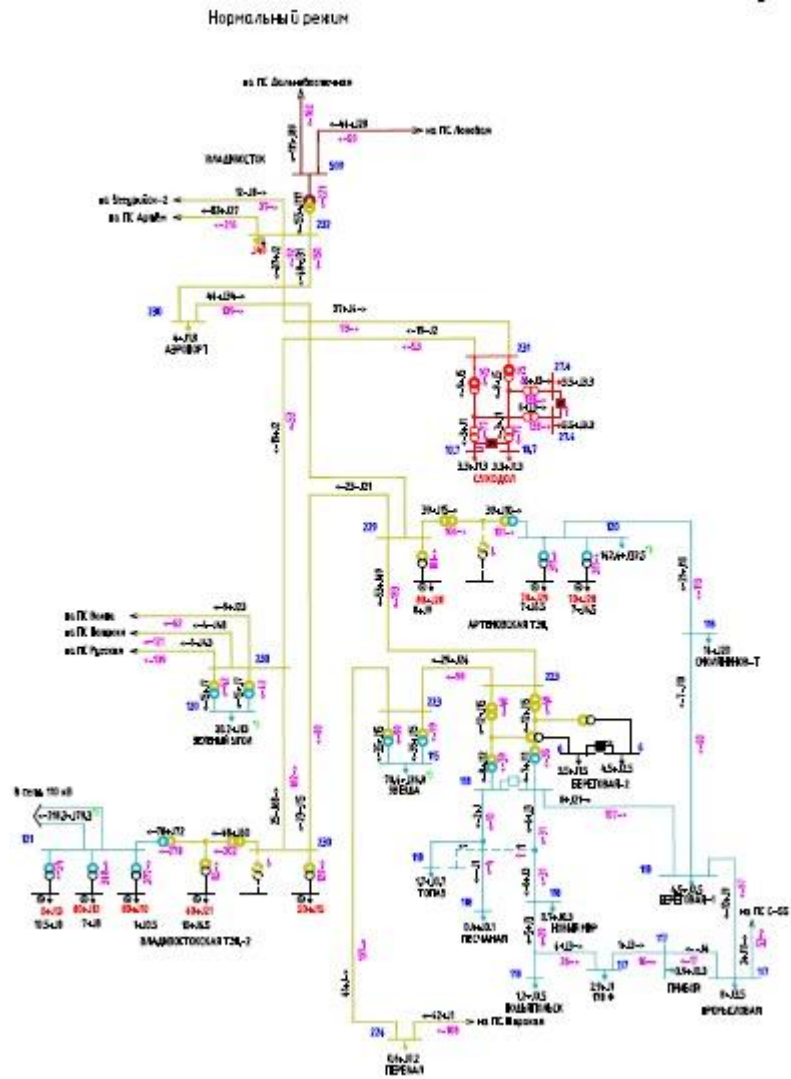


Рисунок 17 - Данные по ветвям в послеаварийном режиме работы исходной сети при отключении ВЛ 220 кВ «Владивосток» – «Артем»

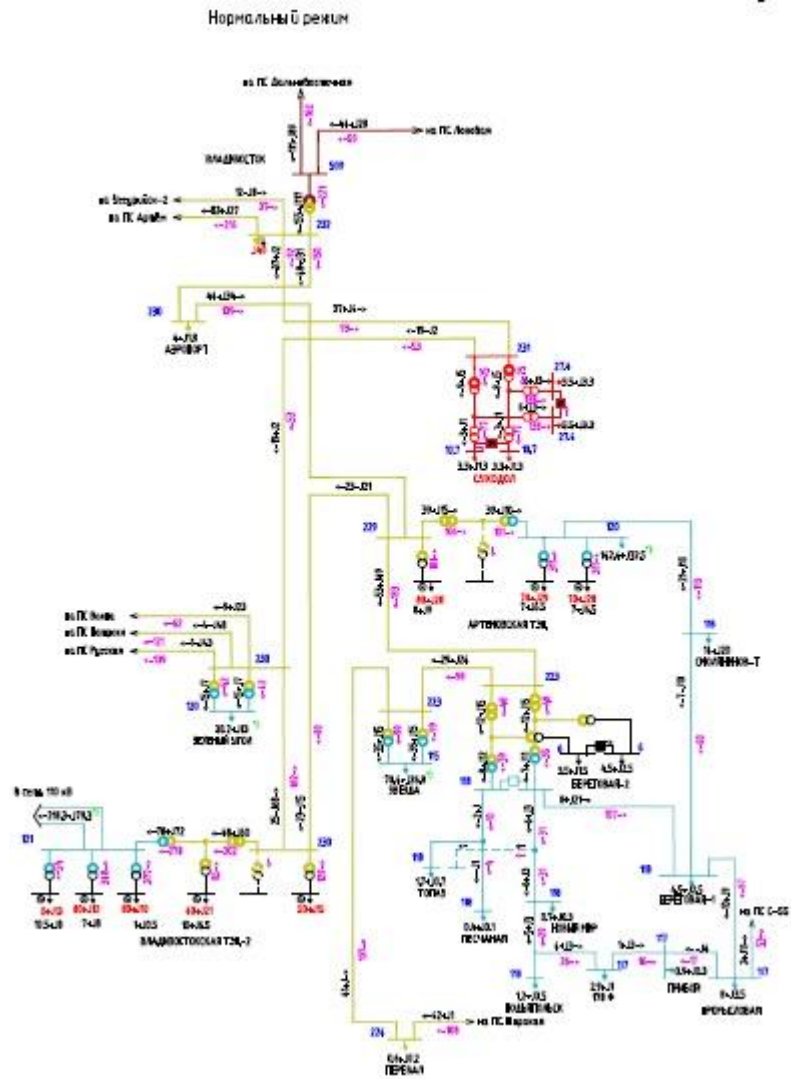


Рисунок 18 – Нормальный режим работы сети при введении ПС «Суходол» в работу

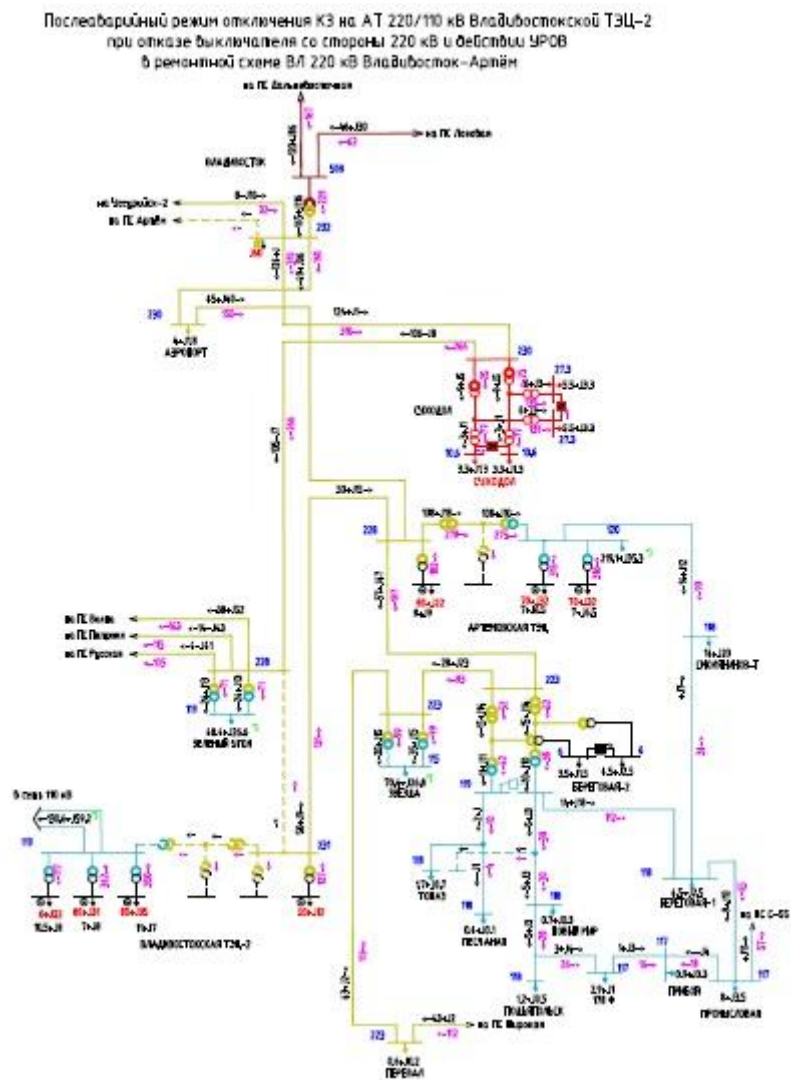


Рисунок 19 - Данные по ветвям в послеаварийном режиме работы сети после отключения КЗ на АТ Владивостокской ТЭЦ-2 и действии УРОВ в ремонтной схеме «Владивосток - Артём»

Послеаварийный режим отключения УШР-100 МВар ПС 500 кВ Владивосток при выводе в ремонт УШР-180 МВар ПС 500 кВ Лозовая *

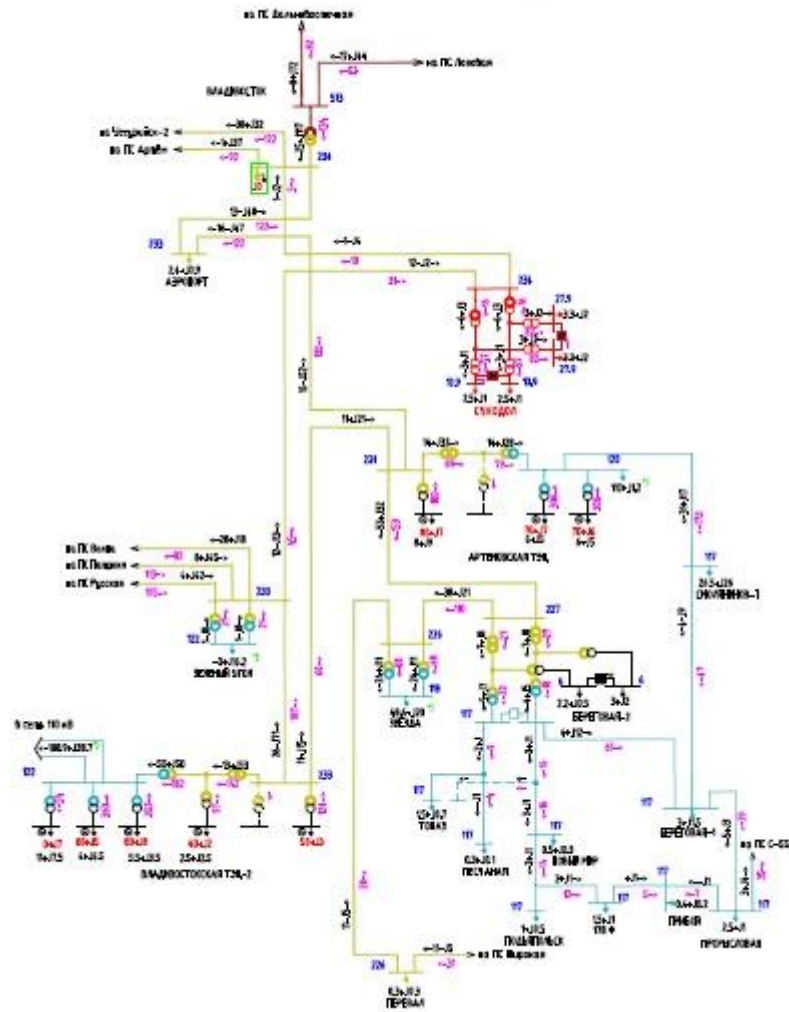


Рисунок 20 – Данные по ветвям в послеаварийном режиме работы сети при отключении УШР ПС «Владивосток» и вывод в ремонт УШР ПС «Лозовая»

Анализ данных режимов работы сети показывает что, работа существующей сети при отключении ВЛ «Владивосток» - «Суходол» невозможна без отключения потребителей, в таком режиме работы резервирование осуществляется по сетям 220 кВ со стороны ПС «Артём» и «Зелёный угол», при этом отклонения напряжений от номинального значения составляют порядка 8,5 процентов что не превышает требования ГОСТ ГОСТ 32144-2013, устройства регулирования напряжения под нагрузкой позволяют установить требуемые значения напряжений, которые нормируются согласно ПУЭ и должны составлять 105 процентов в период наибольших нагрузок. При таких уровнях напряжения работа электроприемников возможна. При введении

в эксплуатацию ВЛ 220 кВ «Владивосток» – «Суходол» - «Зелёный угол» существенно повышается надежность электроснабжения всего района электрических сетей, при работе этой линии уровни напряжения во всех точках сети поддерживаются на должном уровне в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013, устройства регулирования напряжения под нагрузкой выполняют свои функции в полном объеме. Отключение ВЛ 220 кВ «Владивосток» – «Суходол» в таком случае не приводит к существенному изменению режима работы сети, отклонения напряжений не превышают допустимых значений.

1.15 Защита от прямых ударов молнии

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Необходимо защитить линейные (высота 16,5 м) порталы молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они попадают в зону защиты молниеотводов.

Защиту ОРУ выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах и отдельностоящими молниеотводами. Высота молниеотвода на линейном портале и отдельностоящего 220 кВ – 27 метров.

Эффективная высота молниеотвода [11]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (33)$$

где h – высота молниеотвода (27 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 27 = 22,95$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 27) \cdot 27 = 28,24 \quad (34)$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 27 \cdot \frac{(27 - 16,5)}{(27 + 16,5)} = 10,36$$

(35)

где h_x – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 16,5 м.

Наименьшая высота внутренней зоны например двух молниеотводов 1-4 расположенных на расстоянии L друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 27 - \frac{34,1}{7} = 22,13$$

(36)

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{22,13 - 16,5}{1 + \frac{16,5}{22,13}} = 5,16$$

(37)

где h_x – высота защищаемого объекта (м).

Аналогично проводится расчет молниезащиты от остальных пар молниеотводов результаты расчета сведены в таблицу 28.

Таблица 26 – Параметры зон молниезащиты ПС «Суходол»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	h эф (м)	h с (м)	r 0 (м)	r x (м)	rc x (м)
1 – 2	3	2	1	1	2	8	3,

	0	7	6,15	4,7	0,18	,1	4
2 – 3	2 5	2 7	1 6,15	1 5,4	2 0,18	8 ,1	4, 1
3 – 4	2 5	2 7	1 6,15	1 5,4	2 0,18	2 0,18	4, 1
1 – 4	2 5	2 7	1 6,15	1 5,4	2 0,18	2 0,18	4, 1
5 – 4	3 0	2 7	1 6,15	1 4,7	2 0,18	2 0,18	3, 4
5 – 6	2 5	2 7	1 6,15	1 5,4	2 0,18	2 0,18	4, 1

Результаты расчета молниезащиты так же представлены в графической части дипломного проекта.

1.16 Расчет сети заземления

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Суходол» 195×115 (м)

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A+3) \cdot (B+3) = (115+3) \cdot (195+3) = 23364 \quad (\text{м}^2) \quad (38)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,022$ (м)

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \quad (\text{м}^2) \quad (39)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{4,49^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,11 \cdot 10^{-5} \quad (\text{м}^2) \quad (40)$$

где - I_M - максимальный ток короткого замыкания (кА)

T - предельное время работы защиты (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (41)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где - a_k, b_k, c_k, d_k - вспомогательные коэффициенты

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot S_{\text{сп}} \cdot (S_{\text{сп}} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (42)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами $l_{mn} = 5 \text{ (м)}$

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{mn}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{mn}} \cdot (A+3) = \frac{(115+3)}{5} \cdot (195+3) + \frac{(195+3)}{5} \cdot (115+3) = 9345,6 \text{ (м)}$$

м)

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{9345,6}{2 \cdot \sqrt{23364}} = 30,57$$

(43)

Принимаем число ячеек: $m = 30$

Длина стороны ячейки

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{23364}}{30} = 5,1 \text{ (м)} \quad (44)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) = 2 \cdot \sqrt{23364} \cdot (30+1) = 9476,7 \text{ (м)}$$

(45)

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{23364}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 43,36$$

(46)

Принимаем: $n_g = 43$

Принимаем длину вертикальных электродов $l_g = 4$ (м)

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{23364}} + \frac{1}{9476,7 + 4,0 \cdot 43} \right) = 0,137 \text{ (Ом)}$$

(47)

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{23364}}{(21 + 320) \cdot (5,4 + 45)}} = 3,65$$

(48)

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 0,137 \cdot 3,65 = 0,5 \text{ (Ом)}$$

(49)

Сопротивление не превышает максимального значения следовательно расчет проведен верно.

1.17 Конструкция ВЛ

Проектирование конструктивной части воздушных линий основывается на проекте электрической части линии, технико-экономических расчетах, климатической характеристике района прохождения линии. Данные необходимые для расчета приведены в соответствующих разделах проекта.

1.17.1 Выбор типов опор. При выборе типов опор, а также при определении расчетных нагрузок необходимо исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий, наблюдаемых для линии 220 кВ не реже 1 раза в 10 лет.

Исходя из расчетного сечения провода АС-400/64 и количества цепей с учетом нормативной толщины стенки гололеда принимаем следующие типы опор [3]:

Опора анкерная угловая: У 220 – 3, У 220 - 1.

Опора промежуточная: П 220 – 3м.

Расчет удельных механических нагрузок

Удельные нагрузки на провода и тросы учитывают механические силы от веса и гололедных образований, а также давление ветра на провода без гололеда или с гололедом.

Удельные нагрузки относятся к единице длины и единице поперечного сечения провода или троса и применяются во всех расчетах конструктивной части ВЛ в качестве исходных данных.

Нагрузка от массы провода:

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p} = 9,81 \cdot \frac{0,499}{174 \cdot 10^{-6}} = 28,68 \text{ (кПа/м)} \quad (50)$$

где $g = 9,81 \text{ м/сек}^2$;

G_0 – масса 1 м провода, кг/м;

F_p – расчетное сечение провода, м^2 .

Нагрузка от массы гололеда:

$$\gamma_2 = g \cdot \frac{g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} \text{ (кПа/м)}$$

(51)

$$\gamma_2 = 9,81 \cdot \frac{900 \cdot 3,14 \cdot 0,02 \cdot (0,0149 + 2 \cdot 0,02)}{174 \cdot 10^{-6}} = 107,31$$

где b – толщина стенки гололеда, м;

g_0 – плотность льда, кг/м³;

d – диаметр провода, м.

Нагрузка от массы провода и гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 28,68 + 107,31 = 135,99 \text{ (кПа/м)}$$

(52)

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда:

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_x q_{\max} \cdot k_q \cdot d}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 650 \cdot 1,15 \cdot 0,0149}{174 \cdot 10^{-6}} = 38,29 \text{ (кПа/м)}$$

(53)

где a – коэффициент учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, $a = 0,81$;

q_{\max} – скоростной напор ветра, $q_{\max} = 650$ Па;

C_x – аэродинамический коэффициент, $C_x = 1,2$;

k_q – поправочный коэффициент, $k_q = 1,15$.

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом (кПа/м):

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 650 \cdot (0,0149 + 2 \cdot 0,02)}{174 \cdot 10^{-6}} = 25,08 \quad (54)$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{28,68^2 + 38,29^2} = 47,84 \quad (\text{кПа/м}) \quad (55)$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{135,99^2 + 25,08^2} = 138,28 \quad (\text{кПа/м}) \quad (56)$$

Рассчитанные удельные нагрузки используются при выборе изоляторов и линейной арматуры.

1.17.2 Выбор изоляторов. Для подвески в поддерживающих гирляндах выберем полимерные изоляторы марки ЛК-70/220 УХЛ1 с электромеханической разрушающей силой 70 кН.

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{\text{вес}} + G_2 \cdot g} = \frac{70000}{107,53 \cdot 300 + 2,1 \cdot 9,81} = 3,7 \geq 2,7 \quad (57)$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{\text{вс}} + G_2 \cdot g} = \frac{70000}{11,57 \cdot 300 + 2,1 \cdot 9,81} = 34,4 \geq 5 \quad (58)$$

где P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, кН;

p_1, p_7 – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре, $p_1 = 11,57$ кН/м, $p_7 = 107,53$ кН/м;

$l_{\text{вс}}$ – весовой пролет, 300 м;

G_2 – масса гирлянды, для полимерных изоляторов марки ЛК-70/220

УХЛ1 5,1 кг.

Для подвески в натяжных гирляндах применяем полимерные изоляторы марки ЛК 120/220-3 УХЛ1.

Выбор типа изоляторов натяжных гирлянд производят по формулам

$$n_1 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_{\gamma \max} \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_7 \cdot l_{\text{вс}}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}} \quad (59)$$

$$n_1 = \frac{120000}{\sqrt{(115 \cdot 174)^2 + \left(\frac{107,53 \cdot 300}{2} + 3,2 \cdot 9,81\right)^2}} = 5,83 \geq 2,7$$

$$n_2 = \frac{P}{\sqrt{(\sigma_3 \cdot F_p)^2 + \left(\frac{p_1 \cdot l_{\text{вс}}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2}} \quad (60)$$

$$n_2 = \frac{120000}{\sqrt{(70,3 \cdot 174)^2 + \left(\frac{11,57 \cdot 300}{2} + 3,2 \cdot 9,81\right)^2}} = 10,99 \geq 5$$

где $\sigma_{\gamma_{\max}}$ и σ_{γ} - напряжения в проводе при наибольшей нагрузке и среднегодовой температуре. В арматуре требуются меньшие коэффициенты запаса, чем в изоляторах, поэтому прочность арматуры не проверяется. Поддерживающие зажимы принимаем глухие. Натяжные зажимы – прессуемые, т.к. сечение провода 400 мм².

1.17.3 Расстановка опор по профилю трассы. Перед расстановкой опор по профилю трассы необходимо построить шаблон представляющий собой набор кривых: провисания провода, габаритную кривую и земляную кривую.

Построение указанных кривых производится по следующей зависимости (для кривой провисания провода):

$$f_1(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2$$

(61)

Для габаритной кривой

$$f_2(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 - \Delta h_{\text{заб}} - h_{\text{заб}}$$

(62)

Для земляной кривой

$$f_2(x) = \frac{\gamma_1}{2 \cdot \sigma \cdot 1000} \cdot x^2 - \Delta h_{\text{заб}} - h_{\text{заб}} - f_{\text{макс}}$$

(63)

где σ – допустимое напряжение при среднегодовой температуре (принимаем 80), МПа;

$\Delta h_{\text{заб}}$ – поправка на неточность подвески провода (принимаем 0,5) м;

$h_{\text{заб}}$ – габарит до земли (принимаем 7,5) м;

$f_{\text{макс}}$ – максимальная стрела провеса провода (принимаем 12 м).

Шаблон для расстановки опор по профилю трассы представлен на рисунке 19.

Расстановка опор производится следующим образом: на профиле трассы устанавливается начальная опора, далее к профилю прикладывается шаблон таким образом, чтобы точка пересечения земляной кривой с поверхностью земли совпадала с точкой основания первой опоры, при этом габаритная кривая должна касаться поверхности земли.

Пересечение земляной кривой с поверхностью земли с другой стороны является местом установки второй опоры, расстановка продолжается на протяжении всей трассы.

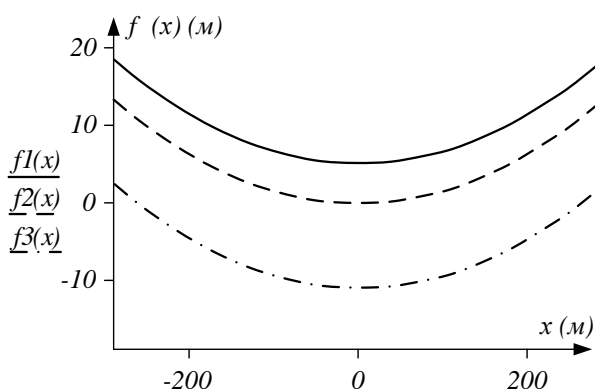


Рисунок 19 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

1.18 Релейная защита и автоматика ВЛ

В данном разделе рассматривается расчет всех защит устанавливаемых на ВЛ «Владивосток» – «Суходол» - «Зелёный угол».

1.18.1 Дистанционная защита. Сопротивление срабатывания защиты первой ступени:

$$X_{сз}^I = 0.85 \cdot X_{уд} \cdot l \quad (64)$$

где l - длина линии 30,0 км.

$$X_{сз}^I = 0,85 \cdot 0,4 \cdot 30 = 10,2 \quad (\text{Ом}) \quad (65)$$

Сопротивление срабатывания реле определяется:

$$X_{сп}^I = K_{сх} \cdot \frac{K_I}{K_V} \cdot X_{сз} \quad (66)$$

где K – коэффициенты трансформации трансформатора тока и трансформатора напряжения.

$$X_{сп}^I = \sqrt{3} \cdot \frac{50}{660} \cdot 10,2 = 1,32 \quad (\text{Ом})$$

Время срабатывания первой ступени:

$$t_I = 0.1 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания защиты второй ступени :

$$X_{сз}^{II} = 0.85 \cdot X_{уд} \cdot l \quad (67)$$

$$X_{c.з.}^{II} = 0,85 \cdot 0,4 \cdot 30 = 10,2 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление срабатывания реле второй ступени:

$$X_{c.р.}^{II} = \sqrt{3} \cdot \frac{50}{660} \cdot 10,2 = 1,32 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания второй ступени:

$$t_{II} = 0,6 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания защиты третьей ступени :

$$X_{cз}^{III} = 0,85 \cdot \left(X_{yд} \cdot l + \frac{0,85 \cdot X_{yд} \cdot l}{K_{mp}} \right) \quad (68)$$

где l_{e-n} - длина линии (км);

K_{mp} - коэффициент тока распределения, принимаем 1.

$$X_{cз}^{III} = 0,85 \cdot (30 \cdot 0,4 + 0,85 \cdot 30 \cdot 0,4) = 18,87 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление срабатывания реле третьей ступени определяется по формуле:

$$X_{cр}^{III} = \sqrt{3} \cdot \frac{50}{660} \cdot 18,87 = 2,45 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания третьей ступени:

$$t_{III} = 1.1 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности третьей ступени дистанционной защиты определяется:

$$K_{ч}^{III} = \frac{X_{сз}^{III}}{X_{уд} \cdot l_n} \quad (69)$$

$$K_{ч}^{III} = \frac{2,45}{30 \cdot 0,4} = 0,21$$

Сопротивление срабатывания защиты четвертой ступени:

$$X_{сз}^{IV} = \frac{0,95 \cdot U_{ном}}{I_{дл}} \quad (70)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение на стороне 220 кВ;

$I_{дл}$ - длительно допустимый ток.

$$X_{сз}^{IV} = \frac{0,95 \cdot 220}{0,234} = 893,16 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление срабатывания реле четвертой ступени определяется по формуле:

$$X_{сп}^{IV} = \sqrt{3} \cdot \frac{50}{660} \cdot 893,16 = 115,88 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания четвертой ступени:

$$t_{IV} = 1.6 \text{ с.}$$

Дистанционная защита с рассчитанными уставками устанавливается на линии «Владивосток» – «Суходол» - «Зелёный угол».

1.18.2 Токовая отсечка. Отсечка является разновидностью МТЗ, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени.

Селективность токовых отсечек достигается ограничением их зоны действия так, чтобы отсечка не работала при КЗ за пределами этой зоны, на смежных участках сети, РЗ которых имеет выдержку времени, равную или большую, чем отсечка. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока, проходящего через нее при повреждении в конце участка.

Зона действия мгновенной отсечки по условиям селективности не должна выходить за пределы защищаемой ЛЭП. Зона действия отсечки, работающей с выдержкой времени, выходит за пределы защищаемой ЛЭП и по условию селективности должна отстраиваться от конца зоны РЗ смежного участка по току и по времени.

Отсечка с выдержкой времени на линиях. Отсечка выполняется с небольшой выдержкой времени на ступень селективности больше, чем время срабатывания быстродействующих защит предыдущих элементов:

$$t_{CO} = 0.4 \text{ с.}$$

Это небольшое замедление может существенно уменьшить ток срабатывания отсечки по следующим причинам:

- 1) отстройка производится от меньших токов более удаленных точек КЗ;
- 2) значения коэффициента надежности могут приниматься значительно меньшими, а для нашего случая принимается 1.2;
- 3) требуется отстройки от бросков намагничивающего тока трансформаторов.

По условию селективности ток срабатывания отсечки выбирается больше максимального значения тока при КЗ в конце защищаемого участка:

$$I_{CO} = K_n \cdot I_{к.мах}^{(3)} \quad (71)$$

где $I_{к.мах}^{(3)}$ - ток определяемый при максимальном режиме;

K_n - коэффициент надежности, равный 1.2.

Определяем параметры токовой отсечки с выдержкой времени на линии «Владивосток» - «Суходол» - «Зелёный угол».

Ток срабатывания токовой отсечки определяется по формуле:

$$I_{CO} = 1.2 \cdot 4,49 = 5,39$$

Токовая отсечка с выдержкой времени, устанавливается на ВЛ 220 кВ «Владивосток» - «Суходол» - «Зелёный угол».

1.18.3 Первая ступень токовой защиты нулевой последовательности.

Отстраивается от максимального тока замыкания на землю,

протекающего через рассматриваемую защиту при коротком замыкании в конце защищаемого участка:

$$I_{cз1} = k_n \cdot I_{\max 0},$$

(72)

где $k_n = 1,2$ – для в сети 110—220 кВ.

$I_{\max 0}$ - значение тока однофазного КЗ (А)

Время срабатывания I ступени защиты – $t_{c.з.} = 0$ с.

$$I_{cз1} = 1,2 \cdot 4490 = 5388 \text{ (А)}$$

1.18.4 Вторая ступень токовой защиты нулевой последовательности.

Отстраивается от тока срабатывания I ступени защиты:

$$I_{cз2} = k_{отс} \cdot I_{cз1}$$

(73)

где $k_{отс} = 1,1$ - коэффициент отстройки.

$$I_{c.з.}^{II} = 1,1 \cdot 5388 = 5926,8 \text{ (А)}$$

Время срабатывания II ступени защиты – $t_{c.з.} = 0,5$ с.

1.18.5 Третья ступень токовой защиты нулевой последовательности.

Отстраивается от тока небаланса в защите при трехфазном коротком замыкании.

$$I_{cз3} = k_n \cdot I_{нбм}$$

(74)

где $k_n = 1,2$.

Максимальный ток небаланса определяется как:

$$I_{нбм} = k_{одн} \cdot k_{ан} \cdot \varepsilon \cdot I_{км}^{(3)}, \quad (75)$$

где $k_{одн} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$k_{ан} = 1$ - коэффициент, учитывающий бросок апериодической составляющей тока короткого замыкания;

$\varepsilon = 0,1$ - допустимая погрешность трансформаторов тока.

$$I_{нбм} = 0,5 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 4490 = 224,5$$

$$I_{сз3} = 1,2 \cdot I_{нбм} = 1,2 \cdot 224,5 = 269,4 \quad (76)$$

Время срабатывания ступени защиты – $t_{с.з.} = 1,0$ с.

Чувствительность защиты проверяется по формуле:

$$k_u = \frac{3 \cdot I_{\min 1}}{I_{сз}} \geq 1,5.$$

(77)

$$k_u = \frac{3 \cdot 4490}{269,4} = 50$$

Защита проходит проверку по чувствительности ее оставляем.

1.19 Оценка надежности схемы РУ 110 кВ

Для определения параметров надежности электроснабжения рассматриваемой подстанции проведем расчет для ПС «Суходол» относительно шин 10 кВ.

На рисунке 20 представлена упрощенная схема электроснабжения подстанции «Суходол».

Для удобного расчета каждый элемент нумеруется по направлению движения мощности.

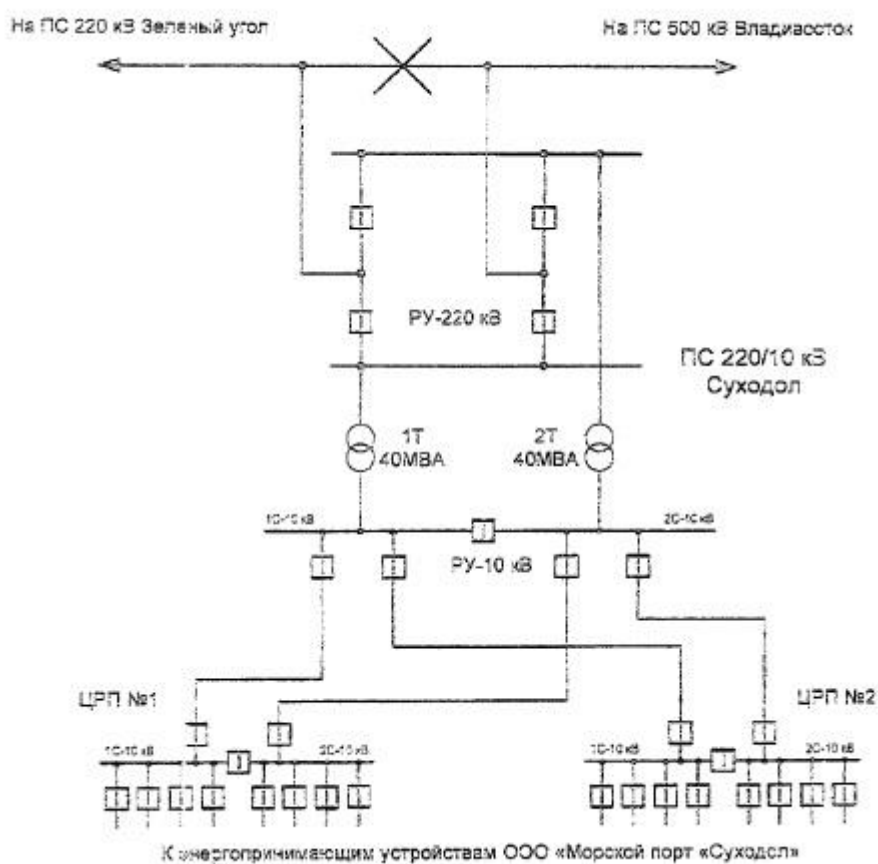


Рисунок 21 - Принципиальная схема электроснабжения подстанции «Суходол» относительно шин 10 кВ.

Параметрами характеризующими вероятность отключения элементов сети являются: параметр потокоотказов λ (1/год), среднее время восстановления $t_{в}$ (час), частота преднамеренных отключений $\lambda_{пр}$ (1/год), среднее время

преднамеренных отключений $t_{пр}$. Параметры элементов согласно сведены в таблицу 27.

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{вл}}{T_{г}} \cdot l \frac{1}{100} = \frac{1,7 \cdot 7}{8760} \cdot 30 \frac{1}{100} = 40,5 \cdot 10^{-5}$$

(78)

где $T_{г}$ – число часов в году (час).

l - длина ВЛ (км).

Таблица 29 - Параметры элементов

Элемент	λ , 1/год	$t_{в}$, часов	$\lambda_{пр}$, 1/год	$t_{пр}$, часов.
Выключатель 220 кВ	0,003	20	0,8	12
Разъединитель 220 кВ	0,01	11	0,834	5
Воздушная линия 220 кВ (на 100 км)	1,7	7	3,8	15
Трансформатор 220 кВ	0,014	70	0,75	28
Выключатель 10 кВ	0,003	20	0,86	8
Сборные шины 10 кВ (на одно присоединение)	0,03	7	0,834	2

$$q_{\text{вл}} = \frac{\lambda_{\text{вл}} \cdot t_{\text{вл}}}{T_{\Gamma}} \cdot I \frac{1}{100} = \frac{1,7 \cdot 7}{8760} \cdot 30 \frac{1}{100} = 40,5 \cdot 10^{-5}$$

(79)

Для шин 10 кВ:

$$q_{\text{ш}} = \frac{\lambda_{\text{ш}} \cdot t_{\text{ш}}}{T_{\Gamma}} \cdot n_{\text{ш}} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} \cdot 8 = 19,8 \cdot 10^{-5}$$

(80)

Для разъединителей 220 кВ:

$$q_{\text{р}} = \frac{\lambda_{\text{р}} \cdot t_{\text{р}}}{T_{\Gamma}} = \frac{0,01 \cdot 11}{8760} = 1,26 \cdot 10^{-5}$$

(81)

Для трансформаторов 220 кВ:

$$q_{\text{м}} = \frac{\lambda_{\text{м}} \cdot t_{\text{м}}}{T_{\Gamma}} = \frac{0,014 \cdot 70}{8760} = 11,2 \cdot 10^{-5}$$

(82)

Для выключателей 220 кВ:

$$q_{\text{в}} = \frac{\lambda_{\text{в110}} \cdot t_{\text{в110}}}{T_{\Gamma}} + a_{\text{кз}} \cdot (\sum q_{\text{смеж}}) + a_{\text{он}} \cdot N_{\text{он}}$$

(83)

где $a_{\text{кз}}$ - относительная частота отказов при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов $a_{\text{кз}} = 0,005$;

$q_{\text{смеж}}$ - вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

$a_{\text{он}}$ - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях $a_{\text{он}} = 0,003$;

$N_{\text{он}}$ - число оперативных переключений в год, для данной схемы $N_{\text{он}} = 3$.

Для выключателя 10 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{6220} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (60,9 \cdot 10^{-5} + 11,2 \cdot 10^{-5}) + 3 \cdot 10^{-5} \cdot 2 = 7,04 \cdot 10^{-5}$$

Для выключателя 10 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 10 кВ

$$q_{610} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (19,8 \cdot 10^{-5} + 11,2 \cdot 10^{-5}) + 3 \cdot 10^{-5} \cdot 2 = 6,8 \cdot 10^{-5}$$

Рассмотрим подробно расчет надежности электроснабжения относительно шин 10 кВ при передаче мощности только по одной цепи.

Определяем вероятность отказа цепи:

$$q_{\text{ц}} = \sum q_i + \frac{\lambda_{\text{нрmax}} \cdot t_{\text{нр}}}{8760} \quad (84)$$

$$q_{\text{ц}} = (63,8 + 19,8 + 1,26 \cdot 3 + 11,2 + 601,0 + 601,0) \cdot 10^{-5} + \frac{0,86 \cdot 8}{8760} = 0,014$$

где λ_i - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{\text{нрмак}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений лпр

q_i - вероятность отказа i -го элемента цепи

Параметр потокоотказов цепи (1/год) [3]:9

$$\lambda_{\text{ц}} = \sum \lambda_i + \lambda_{\text{нрмак}} = 0,837 + 0,86 = 1,697$$

(85)

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{\text{вс}} = \frac{q_{\text{ц}} \cdot 8760}{\lambda_{\text{ц}} - \lambda_{\text{нрмак}}} = \frac{0,014 \cdot 8760}{1,697 - 0,86} = 14,65 \text{ (час)}$$

(86)

Определяем вспомогательный коэффициент:

$$K_{\text{нл}} = 1 - e^{\left(\frac{-t_{\text{нр}}}{t_{\text{вс}}}\right)} = 1 - e^{\left(\frac{-8}{14,65}\right)} = 0,42$$

(87)

Определяем параметры системы состоящей из двух взаиморезервирующих цепей, вероятность отказа:

$$q_{\text{ц}2} = q_{\text{ц}}^2 + 2 \cdot K_{\text{нл}} \cdot \left(\frac{\lambda_{\text{нрмак}} \cdot t_{\text{нр}}}{8760}\right) = 0,014^2 + 2 \cdot 0,42 \cdot \left(\frac{0,86 \cdot 8}{8760}\right) = 8,56 \cdot 10^{-4}$$

(88)

Параметр потокоотказов:

$$\lambda_{\text{ц}2} = 2 \cdot \lambda_{\text{ц}} \cdot q_{\text{ц}} + 2 \cdot (\lambda_{\text{ц}} - \lambda_{\text{нрмак}}) \cdot \frac{\lambda_{\text{нрмак}} \cdot t_{\text{нр}}}{8760}$$

(89)

$$\lambda_{y2} = 2 \cdot 1,697 \cdot 0,014 + 2 \cdot (1,697 - 0,86) \cdot \frac{0,86 \cdot 8}{8760} = 0,049$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{y2}} = \frac{1}{0,049} = 20,41 \quad (\text{лет})$$

(90)

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_{y2}} = \frac{0,105}{0,049} = 2,14 \quad (\text{лет})$$

(91)

2 ОРГАНИЗАЦИОННО – ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Экономическая оценка эффективности инвестиций в проектируемые объекты заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов.

2.1 Описание проектируемой сети

Цель данного дипломного проекта является разработка проекта развития и модернизации распределительных сетей 220 кВ филиала ПАО «ФСК- ЕЭС» в связи со строительством ВЛ 220 кВ «Владивосток» - «Суходол» - «Зелёный угол», а также со строительством ПС «Суходол».

В связи со строительством, в качестве основного оборудования на подстанции «Суходол» предполагается установка 2-х силовых трансформаторов типа ТРДТН 40000/220, установка элегазовых выключателей со стороны высокого напряжения, на стороне среднего и низкого напряжения предполагается установка вакуумных выключателей.

2.2 Юридический статус проектируемого объекта

Собственником вводимого имущества будет являться ПАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы».

2.3 Затраты на реализацию проекта

Капиталовложение на сооружение сети вычисляются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (92)$$

где $K_{ВЛ}$ – капиталовложение на сооружение воздушных линий;

$K_{ПС}$ – капиталовложение на строительство подстанций.

Капиталовложение на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} \quad (93)$$

где $K_{ОРУ}$ – стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ);

$K_{ТР}$ – стоимости трансформаторов;

$K_{КУ}$ – стоимости компенсирующих устройств;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат по подстанции включающая затраты на:

– выкуп земли

– благоустройство территории

– подвод коммуникаций, и.т.д.

Капиталовложение на сооружение воздушных линий определяются:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \quad (94)$$

где K_0 – удельная стоимость одного сооружения линии;

l – длина линии с учетом коэффициента удлинения.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формуле:

$$I_{\text{ЭКС}} = I_{\text{ЭКС.ВЛ}} + I_{\text{ЭКС.ПС}} = \alpha_{\text{ЭКС.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{ЭКС.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (95)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС.ВЛ}} = 0,8\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ [10];

$\alpha_{\text{ЭКС.ПС}} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций.

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{СЛ1}}} + \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{СЛ2}}} \quad (96)$$

где $T_{\text{СЛ1}} = 15 \text{ лет}$ – период службы для ВЛ;

$T_{\text{СЛ2}} = 20 \text{ лет}$ – период службы для оборудования ПС.

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (97)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 2,68 \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$ – удельная стоимость потерь электроэнергии (Согласно Приложение № 1 к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Приморского края от 11.11.2014)

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ВЛ}} + \Delta W_{\text{ТР}} + \Delta W_{\text{КУ}} + \Delta W_{\text{КОР}} \quad (98)$$

где $\Delta W_{\text{ВЛ}}$ – потери мощности в ВЛ;

$\Delta W_{\text{ТР}}$ – потери мощности в трансформаторах;

$\Delta W_{\text{КУ}}$ – потери в КУ;

$\Delta W_{\text{КОР.}}$ – потери на корону.

Потери электроэнергии в ВЛ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{P_{\text{ЭФ.з}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{з}} + \frac{P_{\text{ЭФ.л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{л}} \quad (99)$$

где $P_{\text{ЭФ.з}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.з}}$, $P_{\text{ЭФ.л}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.л}}$ – потоки эффективной активной и эффективно не скомпенсированной реактивной мощности текущей по линии зимой и летом;

$T_{\text{з}}$, $T_{\text{л}}$ – количество часов зимой и летом;

$R_{\text{ВЛ}}$ – сопротивление линии.

Потери мощности в данном случае определяются с помощью программы RASTR, путем расчета режима работы электрической сети со среднегодовыми нагрузками.

При расчете вручную потери электроэнергии в трансформаторах вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \frac{P_{\text{ЭФ.з}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{з}} + \frac{P_{\text{ЭФ.л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{л}} + \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{Г}} \quad (100)$$

где $P_{\text{ЭФ.з}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.з}}$, $P_{\text{ЭФ.л}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ.л}}$ – эффективной активной и эффективно не скомпенсированной реактивной нагрузки для сети для линий зимой и летом;

$R_{\text{ТР}}$ – эквивалентное активное сопротивление трансформаторов;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – суммарные потери активной мощности холостого хода трансформаторов данной ПС.

Потери электроэнергии в трансформаторах также определяются из анализа расчета режима работы сети.

Потери в КУ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{KV} = \Delta W_{BK} + \Delta W_{CK} \quad (101)$$

где ΔW_{BK} – потери в батареях конденсаторов;

ΔW_{CK} – потери в синхронных компенсаторах.

Определяем стоимость открытого распределительного устройства на подстанции «Суходол» (млн.руб):

Стоимость оборудования подстанции определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости, в том числе стоимости материалов, оплаты труда и эксплуатации машин и механизмов на I квартал 2016 года (индекс цен на оборудование по отношению к ценам 1991 г. составляет 71,62 ед) (источник: приложение №1 к письму Минстроя России).

Определяем стоимость распределительных устройств высокого, среднего и низкого напряжений, при расчете принимается стоимость одной ячейки элегазового и вакуумного выключателя и количество этих ячеек (стоимость определяется согласно укрупненным стоимостным показателям в ценах 1991 года):

$$K_{PV} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (102)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 1991 года на 2015 год (индекс дефлятор) равен 71,62 (приложение №1 к письму Минстроя России)

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3;

$N_{яч220}$ – количество ячеек выключателей 220 кВ;

$N_{яч35}$ – количество ячеек выключателей 35 кВ;

$N_{яч10}$ – количество ячеек выключателей 10 кВ;

$K_{\text{яч}220}$ – стоимость ячейки выключателя 220 кВ (в ценах 1991 года)
(млн.руб);

$K_{\text{яч}35}$ стоимость ячейки выключателя 35 кВ (в ценах 1991 года) (млн.руб)

$K_{\text{яч}10}$ стоимость ячейки выключателя 10 кВ (в ценах 1991 года) (млн.руб);

$$K_{\text{PV}} = (3 \cdot 0,29 + 6 \cdot 0,025 + 13 \cdot 0,0046) \cdot 71,62 \cdot 1,3 = 100,53 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем стоимость трансформатора:

$$K_{\text{ТР}} = N_{\text{ТР}} \cdot K_{\text{ТР}} \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_p = 2 \cdot 0,163 \cdot 71,62 \cdot 1,3 = 30,35 \text{ (млн.руб)}$$

где $N_{\text{ТР}}$ – количество трансформаторов 220 кВ;

$K_{\text{ТР}}$ – стоимость трансформатора 220 кВ (в ценах 1991 года) (млн.руб);

Определяем постоянную часть затрат по подстанции:

$$K_{\text{ПОСТ}} = K_{\text{пост}} \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_p = 0,43 \cdot 71,62 \cdot 1,3 = 40,04 \text{ (млн.руб)}$$

где $K_{\text{пост}}$ – стоимость постоянной части затрат (в ценах 2000 года)
(млн.руб);

Определяем капиталовложение на оборудование ПС «Суходол» :

$$K_{\text{ПС}} = K_{\text{PV}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПОСТ}} = 100,53 + 30,35 + 40,04 = 170,92 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем капиталовложения на сооружение воздушной линии «Владивосток» - «Суходол» - «Зелёный угол» (в данном случае также учитывается индекс изменения цен по отношению к 1991 г) (млн.руб),

одноцепная ВЛ выполнена проводом марки АС 400/64 и имеет протяженность 30,0 км:

$$K_{ВЛ} = (K_0 \cdot l) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (\text{млн.руб}) \quad (103)$$

$$K_{ВЛ} = 0,042 \cdot 30,0 \cdot 71,62 \cdot 1,4 = 126,34$$

где K_p - районный коэффициент: для ВЛ –1,4:

K_0 - стоимость строительства 1 км ВЛ (млн.руб):

l - протяженность ВЛ (км):

Вычисляем общие капиталовложение на строительство ВЛ, строительство ПС «Суходол»:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 126,34 + 170,92 = 297,26 \quad (\text{млн.руб}) \quad (104)$$

Определяем издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования (млн.руб/год):

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭКС} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭКС.ПС} \cdot K_{ПС} = 0,008 \cdot 126,34 + 0,059 \cdot 170,92 = 11,09 \quad (105)$$

Находим суммарные потери электроэнергии (МВт×час) (величина потерь электроэнергии определяется из расчета режима работы сети со среднегодовыми нагрузками см. приложение):

$$\Delta W_{\Sigma 1} = (\Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР}) \times T_{год} = 0,075 \cdot 8760 = 657,0 \quad (\text{МВт} \times \text{час}) \quad (106)$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в рассматриваемом участке сети за год:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma 1} \cdot C_{\Delta W} = 657,0 \times 2,68 \cdot 10^{-3} = 1,76 \text{ (млн.руб/год)} \quad (107)$$

Ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_{AM} = \frac{K_{ВЛ}}{T_{СЛ1}} + \frac{K_{ПС}}{T_{СЛ2}} = \frac{126,34}{15} + \frac{170,92}{20} = 16,97 \text{ (млн.руб/год)} \quad (108)$$

2.4 Жизненный цикл объекта

Жизненный цикл объекта состоит из следующих стадий:

- проектирование,
- строительство,
- освоение,
- нормальное функционирование,
- ликвидация.

Расчет жизненного цикла:

Строительство – 2 года;

2.5 Определение нормативной численности обслуживающего персонала подстанции

В составе штатной структуры разрабатываются следующие документы: численность руководителей, специалистов, служащих и рабочих предприятия, определяется фонд заработной платы, а также формируется штатное расписание организации, которое включает фонд заработной платы, перечень должностей, месячные должностные оклады и персональные надбавки. В составе функциональной структуры определяются и классифицируются функции управления, а также определяется комплекс управленческих задач, закрепляемых за соответствующими структурными подразделениями организации.

Сетевой участок находится под управлением РЭС сетевого района. При этом, сетевой район является структурным подразделением электрических сетей. Ремонт сетей производится централизованно соответствующими независимыми ремонтными организациями.

В нашем случае расчет численности персонала проводим только для сетевого участка, обслуживающего электрическую сеть, при этом не учитываем в расчетах численность персонала обслуживающего производственные подразделения, также в расчетах не учитываем заработную плату административно-управленческого персонала. Для упрощения расчетов численность ремонтного и эксплуатационного персонала объединяем (Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей).

Определяем численность рабочих по обслуживанию ВЛ 220 кВ (опоры стальные):

$$N_1 = L \cdot n_1 \cdot k_l \quad (109)$$

где n_1 – норматив численности (для ВЛ 220 кВ – 1,47 чел. на 100 км) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

L – длина линии, км.

$K1$ - повышающий коэффициент

$$N_1 = 30 \cdot 1,47 / 100 \cdot 1,13 = 0,5 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по обслуживанию трансформаторов 220/27,5/10 кВ:

$$N_2 = X_{\text{тс}} \cdot n_2 \cdot k1 \tag{110}$$

где n_2 – норматив численности (для ПС – 8,25 чел. на 100 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{тп}}$ – количество ТП соответствующего типа, ед.

$$N_2 = 8,25 \cdot 2 / 100 \cdot 1,09 = 0,18 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по обслуживанию элегазовых выключателей 220 кВ:

$$N_3 = X_{\text{вз}} \cdot n_4 \cdot k1 \tag{111}$$

где n_3 – норматив численности (для присоединения с элегазовым выключателем – 3,66 чел. на 100 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{вэ}$ – количество выключателей соответствующего типа, ед.

$$N_3 = 3,66 \cdot 3 / 100 \cdot 1,09 = 0,12 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по оперативному обслуживанию ПС
(при числе присоединений на ПС 220/27,5/10 – до 20)

$$N_4 = X_{пс} \cdot n_4 \cdot k_l \tag{112}$$

где n_4 – норматив численности на присоединение (1,22 чел на 1 ПС)
(согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{пс}$ – количество ПС, ед.

$$N_4 = 1,22 \cdot 2 \cdot 1,05 = 2,56 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по эксплуатации электросчетчиков:

$$N_5 = X_{уч} \cdot n_5 \cdot k_l \tag{113}$$

где n_5 – норматив численности (2,3 чел. на 10000 счетчиков) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{уч}$ – количество счетчиков (24), ед.

$$N_5 = 12 \cdot 2,3 / 10000 \cdot 1,09 = 0,003 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по эксплуатации РЗиА:

$$N_6 = X_{РЗиА} \cdot n_6 \cdot kI, \quad (114)$$

где n_6 – норматив численности (9,5 чел. на 1000 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{РЗиА}$ – количество устройств РЗиА (18 ед. в том числе ДЗ, МТЗ, токовая отсечка), ед.

$$N_6 = 64 \cdot 9,5 / 1000 \cdot 1,09 = 0,66 \text{ (чел.)}$$

Определяем среднесписочную численность персонала

$$ССЧ = 0,5 + 0,18 + 0,12 + 2,56 + 0,003 + 0,66 = 4,023 \text{ чел.} \quad (115)$$

В данном дипломном проекте согласно нормативам численности персонала требуется для обслуживания подстанции 5 штатных единиц.

Фонд оплаты труда:

$$I_{ЗП} = ФОТ = \Sigma N \cdot ЗП_{СМ} \cdot 12 = 5 \cdot 0,0314 \cdot 12 = 1,884 \text{ (млн. руб.)} \quad (116)$$

где - $ЗП_{СМ}$ – среднестатистическая среднемесячная заработная плата работников энергетики по Амурской области (млн.руб) (согласно <http://bs-life.ru/>)

Отчисления в фонды пенсионного, медицинского и социального страхования:

$$СН = I_{ЗП} \cdot 0,3 = 1,884 \cdot 0,3 = 0,57 \text{ (млн.руб.)} \quad (117)$$

2.6 Расчет себестоимости передачи электроэнергии

При расчете себестоимости передачи электроэнергии используем данные полученные в предыдущих разделах и сводим их в таблицу 30:

Таблица – 30 Расчет себестоимости

Амортизация основных средств (млн.руб)	21,74
Затраты на ремонт и эксплуатации (млн.руб)	11,67
Затраты на потери электроэнергии (млн.руб)	0,17
ФОТ + СН (млн.руб)	2,45
Прочие расходы (млн.руб)	21,87
Всего годовых затрат (млн.руб)	57,9
Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия за год (кВт·ч)	78,84× 10 ⁶
Себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание сети (руб.)	0,73

Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия за год определяется по следующей формуле:

$$W = P_{cp} \cdot 8760 = 2,25 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 78,84 \cdot 10^6 \text{ (кВт·ч)} \quad (118)$$

где - P_{cp} – средняя мощность нагрузки на ПС «Суходол» (определена в основной части дипломного проекта) (кВт)

8760 – количество часов в году.

Прочие расходы определяем по формуле (млн. руб.):

$$I_{np} = 0,3 \cdot (I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W} + \text{ФОТ} + \text{СН}) + 0,03K \quad (119)$$

$$I_{np} = 0,3 \cdot (21,74 + 11,67 + 0,17 + 1,884 + 0,57) + 0,03 \cdot 368,82 = 21,87 \text{ (млн. руб.)}$$

Общие годовые затраты определяются по следующей формуле

$$I = I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W} + \Phi OT + CH + I_{np} \quad (120)$$

$$I = 21,74 + 11,67 + 0,17 + 1,884 + 0,57 + 21,87 = 57,9$$

Себестоимость передачи электроэнергии определяем следующим образом (руб/кВт×час):

$$C = \frac{I}{W} = \frac{57,9 \cdot 10^6}{78,84 \cdot 10^6} = 0,73 \quad (121)$$

2.7 Методы определения экономической эффективности инвестиций

Различают два основных подхода к оценке экономической эффективности:

- без учета фактора времени (равные суммы дохода, получаемые в разное время, рассматриваются как равноценные);
- с учетом фактора времени.

В соответствии с этим методы оценки экономической эффективности подразделяются на две группы: простые (статические) и методы дисконтирования (интегральные).

Статические методы оценки оперируют «точечными» или статическими значениями исходных данных, например годовыми показателями работы проектируемых объектов. При их использовании не учитываются продолжительность всего срока жизни проекта, а также неравнозначность денежных потоков, возникающих в разные моменты времени.

Динамические модели учитывают несколько периодов. Инвестиционные объекты характеризуются поступлениями и выплатами, которые ожидаются при реализации инвестиционных проектов во времени.

Процедура приведения разновременных платежей к базовому моменту (началу процесса инвестирования) называется дисконтированием (discounting — уценка), а получаемая величина — дисконтированной стоимостью. В отличие от дисконтирования приведение к более позднему периоду (например, капитальных вложений к моменту окончания строительства) известна как наращивание, капитализация, ревальвация.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) является одним из показателей, характеризующих экономическую эффективность инвестиций. В нашей стране до 1994 г. назывался *интегральным экономическим эффектом*.

ЧДД — это сумма всех дисконтируемых или ревальвируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, возникающих в результате реализации инвестиционного объекта.

Расчет ЧДД проводится посредством дисконтирования чистого потока платежей (чистого дохода). Разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования) представляет собой чистый поток платежей (чистый доход) в год t :

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_{\text{ремт}} - I_{\text{амт}} - H_t - K_t = \Pi_{\text{чт}} - I_{\text{амт}} - K_t \quad (122)$$

где K_t - объем инвестиций в год t .

Подробно проводим расчет чистого потока платежей для первых двух лет, определяем выручку от реализации электроэнергии после ввода ПС «Ромны»:

$$O_{pt} = W \cdot T = 78,84 \cdot 10^6 \cdot 3,2 = 252,29 \text{ (млн.руб)} \quad (123)$$

где - W – электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия за год (кВт)

T – тариф на электроэнергию 2,68 (руб/кВт×час) (Согласно приложению № 1 к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Приморского края от 11.11.2014).

Рассмотрим расчет чистого потока платежей для первых двух лет (инвестиции осваиваются в два этапа 60%, 40%, объект получает полную прибыль начиная со второго года тк введено основное оборудование)

Первый год 60% капиталовложений (млн.руб):

$$\mathcal{E}_1 = -0,6 \cdot K_1 = -0,6 \cdot 368,82 = -221,29 \text{ (млн.руб)} \quad (124)$$

Второй год дополнительно 40 % капиталовложений и полная выручка (млн.руб):

$$\mathcal{E}_2 = O_{p2} - (I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ДВ}} + \text{ФОТ} + \text{СН} + I_{\text{ИПР}}) - H_2 - K_2 \quad (125)$$

$$\mathcal{E}_2 = 252,29 - (11,67 + 0,17 + 1,884 + 0,57 + 21,87) - 51,88 - 0,4 \cdot 368,82 = 16,71 \text{ (млн.руб)}$$

Налог:

$$H = \Pi_{\text{ч}} \cdot 0,24 = (O_{p3} - (I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ДВ}} + \text{ФОТ} + \text{СН} + I_{\text{ИПР}})) \cdot 0,24 \quad (126)$$

$$H = (252,29 - (11,67 + 0,17 + 1,884 + 0,57 + 21,87)) \cdot 0,24 = 51,88 \text{ (млн.руб)}$$

Результаты расчета приведены в таблице 31.

Рассмотрим на примере расчет чистого дисконтированного дохода за первый и второй года:

$$\text{ЧДД}_1 = \mathcal{E}_1 \cdot (1 + \alpha)^{-1} \quad (127)$$

где α коэффициент зависящий от ставки рефинансирования центробанка РФ равной 8,25 % (принимается 20 %)

Таблица 31 – Расчет чистого потока платежей

од	O_{pt} (мл н.руб)	I_t (млн.руб)	H_t (мл н.руб)	K_t (мл н.руб)	$\Pi_{\text{ч}}$ (мл н.руб)	\mathcal{E}_t (мл н.руб)	ЧД Д (мл н.руб)	ЧДД нарастание (млн. уб)
	0	0	0	221 ,29	0	- 221,29	- 184,40	- 184,41
	252	36,	51,	147	26,	16,	25,	-

	,29	64	88	,53	87	24	04	209,44
	252	36,	51,		26,	163	64,	-
	,29	64	88	0	87	,77	51	144,92
	252	36,	51,		26,	163	53,	
	,29	64	88	0	87	,77	76	-91,1
	252	36,	51,		26,	163	44,	
	,29	64	88	0	87	,77	80	-46,3
	252	36,	51,		26,	163	37,	
	,29	64	88	0	87	,77	33	-9,03
	252	36,	51,		26,	163	31,	
	,29	64	88	0	87	,77	11	22,03
	252	36,	51,		26,	163	25,	
	,29	64	88	0	87	,77	93	48,03
	252	36,	51,		26,	163	21,	
	,29	64	88	0	87	,77	61	69,63
0	252	36,	51,		26,	163	18,	
	,29	64	88	0	87	,77	00	87,63
1	252	36,	51,		26,	163	15,	
	,29	64	88	0	87	,77	00	102,63
2	252	36,	51,		26,	163	12,	
	,29	64	88	0	87	,77	50	115,13
3	252	36,	51,		26,	163	10,	
	,29	64	88	0	87	,77	41	125,53
4	252	36,	51,		26,	163	8,6	
	,29	64	88	0	87	,77	8	134,23
5	252	36,	51,		26,	163	7,2	
	,29	64	88	0	87	,77	3	141,43
6	252	36,	51,		26,	163	6,0	
	,29	64	88	0	87	,77	2	147,43

7	252 ,29	36, 64	51, 88	0	26, 87	163 ,77	5,0 2	152,5
8	252 ,29	36, 64	51, 88	0	26, 87	163 ,77	4,1 8	156,7
9	252 ,29	36, 64	51, 88	0	26, 87	163 ,77	3,4 8	160,1
0	252 ,29	36, 64	51, 88	0	26, 87	163 ,77	2,9 1	163,1

$$ЧДД_1 = -221,29 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right)^{-1} = -184,4 \text{ (млн.руб)}$$

$$ЧДД_2 = 16,24 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right)^{-2} = 25,04 \text{ (млн.руб)}$$

Аналогично проводится расчет чистого дисконтированного дохода по остальным годам результаты сведены в таблицу 31.

Расчет экономической эффективности инвестиций показал что срок окупаемости проекта составляет 6 лет.

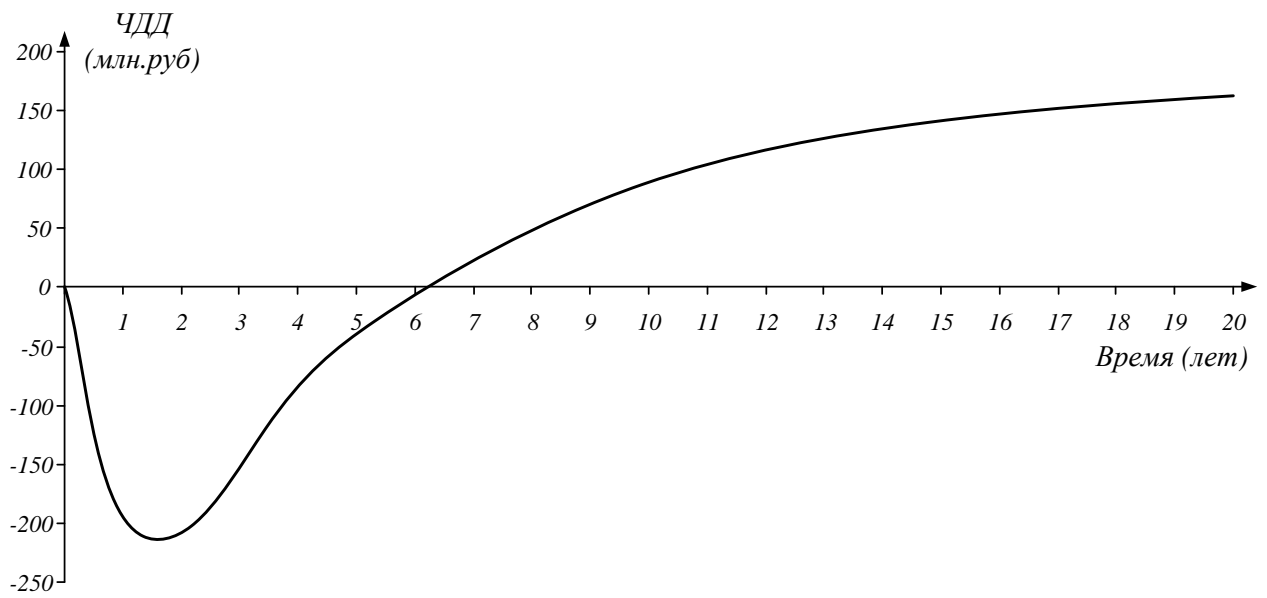


Рисунок 35 – Расчет чистого дисконтированного дохода (млн.руб)

Заключение

При выполнении ВКР было проведено следующее:

- прогнозирование электрических нагрузок;
- разработка вариантов развития сетей 220 кВ ;
- выбор целесообразного варианта конфигурации электрической сети;
- расчёт токов короткого замыкания ;
- выбор основных электрических аппаратов на ПС «Суходол»;
- расчёт режимов электрической сети 220 кВ;
- произведён расчёт и выбор молниезащиты ПС «Суходол»;
- выбор устройств релейной защиты и автоматики ;
- расчёт затрат на строительство ВЛ «Владивосток – «Суходол» - «Зелёный угол», а также на строительство ПС «Суходол»;
- расчёт ЧДД и определение срока окупаемости данного проекта.

При проектировании электрической сети было определено, что при подключении к ВЛ «Владивосток – «Зелёный угол» ПС «Суходол» осуществляется бесперебойное электроснабжение потребителей с увеличением нагрузки, а также улучшается качество передаваемой электроэнергии.

Библиографический список

- 1 Базуткин В. В. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах/ В. В. Базуткин, В. П. Ларионов.–М.: Энергоатомиздат, 2006.–464с.
- .2 Кожевников Н.Н. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов.– ВЗ-х т. Т 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2. РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети/ Н.Н. Кожевников, Т.Ф. Басова.– М.: Издательство МЭИ, 2008.–368с.
- 3 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г. Е. Поспелов, В.Т. Федин.– М.: Выш. шк., 2008.–308с.
- 4 Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326. Об организации в министерстве энергетики российской федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.
- 5 Приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) №315-э/6 от 2 декабря 2008 г. Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной электрической сети, оказываемые ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»
- 6 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001.
- 7 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений.
- .8 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.– 448с.
- 9 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем
- 10 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.

- 11 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭИ
В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2006.
- 12 Программа ПК Rastr Win 3.

Приложение А

Приложение Б

Приложение В

Приложение Г

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте был проведен расчет и прогнозирование электрических нагрузок в рассматриваемом участке сети, выбрано согласно расчета номинальное сечение ВЛ 110 кВ «Ромны» - «Хвойная». Проведен расчет токов короткого замыкания, выбрано основное электрическое оборудование, рассчитаны параметры надежности электроснабжения подстанций после реконструкции.

Так же в основной части дипломного проекта проведен расчет молниезащиты ПС «Ромны» после реконструкции, определены уставки работы защит проектируемой ВЛ.

В экономической части определена экономическая эффективность инвестиций в реконструкцию сети, рассчитан дисконтированный срок окупаемости проекта который составил 6 лет

В части безопасности и экологичности проведен анализ основных опасных факторов в части защиты окружающей среды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,1986. – 430 с.

2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,1990. – 383 с.

3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.

4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2002. – 248 с.

6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

8 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 1988.-308с.: ил.

9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

10 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.

11 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 1986.

12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2002.

13 Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.

14 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.

15 Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1971.

16 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003

17 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

18 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

19 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

20 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

21 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.

22 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

23 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

24 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

25 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ № 14278тм-т1 (редакция 1994 г.),

26 Булгаков, А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

27 ГОСТ 12.3.032-84* – Межгосударственный стандарт работы электромонтажные. Общие требования безопасности (Переиздание (март 2001

г.) с Изменением № 1, утвержденным в апреле 1985 г.). - М.: Энергоатомиздат, 2001, - 4 с.

28 «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утвержденные приказом Минтруда России от 24.07.2013 N328н).– Новосибирск.: Номатика, 2014. – 96 с.

29 РД 153-34.3-03.285-2002 - Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ. – М. 2002 - 56с.

30 14278тм-т1 - Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1994. - 12с.

Приложение А Расчет нормального режима работы

Номер	Название	V	Delta	D_н	F_н	г	г	Q_min	Q_max
у	название	_2	Delta	_л	_л	P	Q	_ш	_ш
1	Белогорск	1 15	- 0,1			2,9	,8		
2	Возжеевка	1 13,8	- 0,3	- 13	- 8	,1	,14	0	0 ,52
2	Возжеевка	1 13,8	- 0,35						
1	Белогорск	1	0	1				0	0

	орск	15	,3	3		,1	,14		,52
2		1	-	-					0
0		10,2	3,5	9	5	,03	,68		,11
3	Ромн ы	1	-	-					1
		13,1	0,2	4	2	,02	,02		,15
2		1	-						
0		10,15	3,8						
2	Возж аевка	1	3						0
		13,8	,5	9		,03	,68		,11
2		9		-					
2		,9	0	4	1				
		3		-					
5		4,1	0	5	3				
2		9	-	4					
2		,91	3,8	,1	,8				
2		1							
0		10,2	0	4					
		3	-						
5		4,15	3,8						
2		1							
0		10,2	0	5					
6	Позд еевка	3	-	-					
		3,3	0,5	2	1	,04	,04		
7	Инду стрия	3		-					
		4,1	0	1					
8	Тупик овая	3		-					
		4	0	2	2	,01	,01		
9	Зареч ная								

1									
0									
3	Ромн	1	-						
3	ы	13,07	0,54						
3		1	-	-					0
0		12,1	1,4	4	1	,01	,1		,11
2	Возж	1	0						1
2	аевка	13,8	,2	4		,02	,02		,15
4	Хвой								
4	ная								
3		1	-						
0		12,08	1,98						
3	Ромн	1	1						0
3	ы	13,1	,4	4		,01	,1		,11
1		3		-					
0		3,6	0	1	1				
3		1		-					
3		0,1	0	3	1				
3		1	-	2					
3		0,09	1,98	,6	,5				
3		1							
0		12,1	0	3					
1		3	-						
0		3,62	1,98						
3		1							
0		12,1	0	1					
5									
1	Хохл	3							
1	атское	3,5	0	0					

1	Знам	3	-	-					
2	енка	3,4	0,4	1			,01		
4	Хвой		0						
4	ная		,31			,8	,2		
3	Ромн								
3	ы								
6	Позд	3	-						
6	еевка	3,28	4,3						
6		1	-	-					0
6		0,1	2,4	2	1	,01	,11		,03
5		3	0						
5		4,1	,5	2		,04	,04		
6		1	-						
6		0,07	6,66	2	,9				
6	Позд	3	2						0
6	еевка	3,3	,4	2		,01	,11		,03
7	Инду	3	-						
7	стрия	4,11	3,82						
5		3							
5		4,1	0	1					
7		1	-	-					0
7		0,5	1,2	1			,03		,03
7		1	-	1					
7		0,46	5,04	,1	,4				
7	Инду	3	1						0
7	стрия	4,1	,2	1			,03		,03
8	Тупик	3	-						
8	овая	4,03	3,8						
5		3	0	2					

		4,1				,01	,01		
8		1	-	-					0
8		0,2	1,8	2	2	,01	,11	0	,03
8		1	-	1					
8		0,18	5,56	,7	,5				
	Тупик	3	1						0
8	овая	4	,8	2		,01	,11	0	,03
	Зареч		-						
9	ная		10,71						
5									
9									
9			-	1					
9			15,68	,7	,5				
	Зареч								
9	ная								
1	Хохл	3	-						
1	атское	3,54	2,03						
1		3							
0		3,6	0	0					
1		1	-						0
11		0,3	0,6	0					,02
1		1	-	0					
11		0,33	2,59	,2	,1				
1	Хохл	3	0						0
1	атское	3,5	,6	0					,02
1	Знам	3	-						
2	енка	3,36	2,36						
1		3	0	1					

0		3,6	,4				,01		
1		1	-						0
21		0,3	0,6	0			,01	0	,03
1	Смел	3	-						
3	ое	3,3	0,2	0					
1		1	-	0					
21		0,29	2,91	,5	,2				
1	Знам	3	0						0
2	енка	3,4	,6	0			,01	0	,03
1	Смел	3	-						
3	ое	3,25	2,54						
1	Знам	3	0						
2	енка	3,4	,2	0					
1		1	-						0
31		0,2	0,9	0			,01		,02
1	Хвой								
4	ная 35								
1		1	-	0					
31		0,23	3,46	,4	,1				
1	Смел	3	0						0
3	ое	3,3	,9	0			,01		,02
1	Хвой		-						
4	ная 35		1,85						
1	Смел								
3	ое								

Приложение Б Расчет режима работы после реконструкции

Номер	Название	V	Delta	D_н	F_н	G_г	F_г	G_min	Q_max
у	название	_2	Delta	_л	_л	P	Q	_ш	_ш
1	Белогорск	1 15	- 0,1				6 ,1	5 ,1	
2	Возжеевка	1 14,3	- 0,1	- 6	- 5	0 ,03	0 ,04	0	,

2	Возж аевка	1 14,35	- 0,18						
1	Белог орск	1 15	0 ,1	6	5	,03	,04	0	,5
2		1	-	-	-	0	0		
0		10,7	3,4	9	5	,03	,67		,
3	Ромн ы	1 14,8	0 ,2	3	0	,01	,01		,
2		1	-						
0		10,74	3,6						
2	Возж аевка	1 14,3	3 ,4	9	4	,03	,67		,
2		1		-	-				
2		0	0	4	1		0		
5		3 4,3		-	-				
2		9	-	4	0				
2		,97	3,6	,1	,8				
2		1							
0		10,7	0	4	1		0		
5		3 4,33	- 3,6						
2		1							
0		10,7	0	5	3		0		
6	Позд еевка	3 3,5	- 0,5	-	-	0	0		
7	Инду стрия	3 4,3		-	0				
8	Тупик	3	0	-	-	0	0		

	овая	4,2		2	2	,01	,01		
9	Заречная								
1									
0									
3	Ромны	1	0						
3		14,81	,01						
3		1	-	-	-	0	0		
0		13,9	1,4	4	1	,01	,1		
2	Возжаевка	1	-	-	-	0	0		
2		14,3	0,2	3	1	,01	,01		
4	Хвойная	1	0			0	0		
4		15,9	,4	7	3	,04	,08	0	
3		1	-						
0		13,87	1,38						
3	Ромны	1	1			0	0		
3		14,8	,4	4	1	,01	,1		
1		3		-	-				
0		4,2	0	1	1		0		
3		1		-	-				
3		0,2	0	3	1		0		
3		1	-	2	0				
3		0,25	1,38	,6	,5				
3		1							
0		13,9	0	3	1		0		
1		3	-						
0		4,16	1,38						
3		1							
0		13,9	0	1	1		0		

5									
1	Хохл	3							
1	атское	4,1	0	0	0	0	0		
1	Знам	3	-	-			0		
2	енка	3,9	0,4	1	0	0	,01		
4	Хвой	1	0			6	4		
4	ная	15,91	,43			,8	,2		
3	Ромн	1	-	-	-	0	0		
3	ы	14,8	0,4	7	4	,04	,08	0	
6	Позд	3	-						
6	еевка	3,47	4,09						
6		1	-	-	-	0	0		
6		0,1	2,3	2	1	,01	,11		
		3	0			0	0		
5		4,3	,5	2	1	,04	,04		
6		1	-		0				
6		0,13	6,43	2	,9				
6	Позд	3	2			0	0		
6	еевка	3,5	,3	2	1	,01	,11		
7	Инду	3	-						
7	стрия	4,3	3,62						
5		3							
5		4,3	0	1	0	0	0		
7		1	-	-			0		
7		0,5	1,2	1	0	0	,03	0	
7		1	-	1	0				
7		0,51	4,83	,1	,4				
7	Инду	3	1				0		
7	стрия	4,3	,2	1	0	0	,03	0	

8	Тупик овая	3 4,22	- 3,6						
5		3 4,3	0	2	2	,01	,01		
8		1 0,2	- 1,7	-	-	0	0	0	,
8		1 0,24	- 5,34	1	1	,7	,5		
8	Тупик овая	3 4,2	1 ,7	2	2	,01	,11	0	,
9	Зареч ная		- 9,99						
5									
9									
9			-	1	1				
9			14,51	,7	,5				
9	Зареч ная								
1	Хохл атское	3 4,08	- 1,42						
1		3 4,2	0	0	0	0	0		
1		1 0,5	- 0,5	0	0	0	0		,
1		1 0,5	- 1,97	0	0	,2	,1		
1	Хохл атское	3 4,1	0 ,5	0	0	0	0		,

1	Знам	3	-						
2	енка	3,9	1,75						
1		3	0				0		
0		4,2	,4	1	0	0	,01		
1		1	-				0		
21		0,5	0,5	0	0	0	,01	0	,
1	Смел	3	-						
3	ое	3,8	0,2	0	0	0	0		
1		1	-	0	0				
21		0,45	2,28	,5	,2				
1	Знам	3	0				0		
2	енка	3,9	,5	0	0	0	,01	0	,
1	Смел	3	-						
3	ое	3,79	1,92						
1	Знам	3	0						
2	енка	3,9	,2	0	0	0	0		
1		1	-				0		
31		0,4	0,9	0	0	0	,01		,
1	Хвой								
4	ная 35								
1		1	-	0	0				
31		0,4	2,81	,4	,1				
1	Смел	3	0				0		
3	ое	3,8	,9	0	0	0	,01		,
1	Хвой		-						
4	ная 35		1,85			0	0		
1	Смел								
3	ое								

Приложение В Расчет послеаварийного режима работы после
реконструкции

Номер	Название	V	Delta	$D_{_H}$	$F_{_H}$	$C_{_Г}$	$F_{_Г}$	$C_{_min}$	$Q_{_max}$
у	название	$_2$	Delta	$_л$	$_л$	P	Q	$_ш$	$_ш$
1	Белогорск						7,8	6,2	

2	Возж аевка								
2	Возж аевка	1 10,65	- 0,84						
1	Белог орск								
2 0		1 06,9	- 3,7	- 9	- 5	0 ,04	0 ,72	0	
3	Ромн ы	1 12,6	0 ,4	9	5	0 ,12	0 ,16		
2 0		1 06,89	- 4,5						
2	Возж аевка	1 10,6	3 ,7	9	4	0 ,04	0 ,72	0	
2 2		1 0,2	- 0	- 4	- 1		0		
5		3 4,2	- 0	- 5	- 3		0		
2 2		1 0,15	- 4,5	4 ,1	0 ,8				
2 0		1 06,9	- 0	4	1		0		
5		3 4,2	- 4,5						
2 0		1 06,9	- 0	5	3		0		
6	Позд еевка	3 3,3	- 0,5	- 2	- 1	0 ,04	0 ,04		
7	Инду	3	0	-	0	0	0		

	стрия	4,2		1					
8	Тупик овая	3 4,1	0	- 2	- 2	0 ,01	0 ,01		
9	Зареч ная								
1 0									
3	Ромн ы	1 12,61	- 0,42						
3 0		1 11,6	- 1,5	- 4	- 1	0 ,01	0 ,11	0	,
2	Возж аевка	1 10,6	- 0,4	- 9	- 6	0 ,12	0 ,16		,
4	Хвой ная	1 15	0 ,7	1 3		0 ,17	0 ,34		,
3 0		1 11,61	- 1,87						
3	Ромн ы	1 12,6	1 ,5			0 ,01	0 ,11	0	,
1 0		3 4,6		- 1	- 1		0		
3 3		1 0,6		- 3	- 1		0		
3 3		1 0,6	- 1,87	2 ,6	0 ,5				
3 0		1 11,6					0		
1 0		3 4,6	- 1,87						

3		1							
0		11,6	0	1	1		0		
5									
1	Хохл	3							
1	атское	4,5	0	0	0	0	0		
1	Знам	3	-	-			0		
2	енка	4,3	0,4	1	0	0	,01		
4	Хвой	1	0			1	9		
4	ная	15,04	,32			3,1	,2		
3	Ромн	1	-	-	-	0	0		
3	ы	12,6	0,7	13	9	,17	,34		
6	Позд	3	-						
6	еевка	3,34	5						
6		1	-	-	-	0	0		
6		0,1	2,4	2	1	,01	,11	0	
5		3	0			0	0		
5		4,2	,5	2	1	,04	,04		
6		1	-			0			
6		0,09	7,36	2	,9				
6	Позд	3	2			0	0		
6	еевка	3,3	,4	2	1	,01	,11	0	
7	Инду	3	-						
7	стрия	4,17	4,52						
5		3							
5		4,2	0	1	0	0	0		
7		1	-	-			0		
7		0,5	1,2	1	0	0	,03		
7		1	-	1	0				
7		0,47	5,74	,1	,4				

7	Индустрия	3 4,2	1 ,2	1	0	0	0	0	,03	,
8	Тупиковая	3 4,09	- 4,5							
5		3 4,2	0	2	2	,01	,01			
8		1 0,2	- 1,8	-	-	0	0			,
8		1 0,19	- 6,25	1	1					
8	Тупиковая	3 4,1	1 ,8	2	2	,01	,11			,
9	Заречная									
5										
9										
9				1	1					
9				,7	,5					
9	Заречная									
11	Хохлатское	3 4,52	- 1,92							
10		3 4,6	0	0	0	0	0			
11		1 0,6	- 0,5	0	0	0	0			,
11		1 0,64	- 2,45	0	0					
11				,2	,1					

1	Хохл	3	0						
1	атское	4,5	,5	0	0	0	0		,
1	Знам	3	-						
2	енка	4,34	2,23						
1		3	0				0		
0		4,6	,4	1	0	0	,01		
1		1	-				0		
21		0,6	0,5	0	0	0	,01		,
1	Смел	3	-						
3	ое	4,2	0,2	0	0	0	0		
1		1	-	0	0				
21		0,59	2,75	,5	,2				
1	Знам	3	0				0		
2	енка	4,3	,5	0	0	0	,01		,
1	Смел	3	-						
3	ое	4,24	2,4						
1	Знам	3	0						
2	енка	4,3	,2	0	0	0	0		
1		1	-				0		
31		0,5	0,9	0	0	0	,01		,
1	Хвой								
4	ная 35								
1		1	-	0	0				
31		0,54	3,27	,4	,1				
1	Смел	3	0				0		
3	ое	4,2	,9	0	0	0	,01		,
1	Хвой		-						
4	ная 35		1,91						
1	Смел								

3	ое								
---	----	--	--	--	--	--	--	--	--

Приложение Г Расчет послеаварийного режима работы до
реконструкции

Номер	Название	Delta	D_н	F_н	C_г	F_г	C_min	Q_max
у	ние	_2	Delta_л	F_л	P	Q	_ш	_ш
1	Белогорск		-0,1			5	3	
2	Возжеевка							
2	Возжеевка	8,68	-10					
1	Белогорск							
2		8,7	-0,8	-1	-1	0	0,02	0
3	Ромны	8,9,1	0,1	1	1	0,01	0,01	
2		8,7,92	-10,76					
2	Возжеевка	8,7	0,8	1	1	0	0,02	0
2		8,4	0	-4	-1		0	
5		2	0	2	0		0	

		8,1							
2		8	-	4	0				
2		,35	10,76	,1	,8				
2		8							
0		7,9	0	4	1		0		
		2	-						
5		8,13	10,75						
2		8		-					
0		7,9	0	2	0		0		
	Позд	2	-	-	-	0	0		
6	еевка	7,1	0,6	2	1	,06	,06		
	Инду	2		-					
7	стрия	8,1	0	1	0	0	0		
	Тупик	2		-	-	0	0		
8	овая	8	0	2	2	,01	,01		
	Зареч	3	0			0	0		
9	ная	0,2	,8	6	4	,35	,35		
		2	1		-	0	0		
1		8,1	,5	1	1	,02	,02		
	Ромн	8	-						
3	ы	9,14	9,94						
		9	0				0		
3		0,7	,7	1	1	0	,04		,0
	Возж	8	-	-	-	0	0		
2	аевка	8,7	0,1	1	2	,01	,01		,
	Хвой								
4	ная								
		9	-						
3		0,72	9,21						
0									

3	Ромн	8	-	-	-	0	0		
3	ы	9,1	0,7	1	2	0	,04		,0
1		2							
0		8,1	0	3	2		0		
3		8		-	-				
3		,6	0	2	1		0		
3		8	-	2	0				
3		,62	9,21	,6	,5				
3		9							
0		0,7	0	2	1		0		
1		2	-						
0		8,12	9,21						
3		9		-	-				
0		0,7	0	3	2		0		
		2	-	-		0	0		
5		8,1	1,5	1	1	,02	,02		
1	Хохл	2	-						
1	атское	8	0,1	0	0	0	0		
1	Знам	2	2			0	0		
2	енка	9,5	,5	4	1	,13	,25		
4	Хвой		0			6	4		
4	ная		,32			,8	,2		
3	Ромн								
3	ы								
6	Позд	2	-						
6	еевка	7,12	11,4						
6		8	-	-	-	0	0		
6		,1	3,1	2	1	,01	,13		,0
5		2	0	2	1	0	0		

		8,1	,6			,06	,06		
6		8	-			0			
6		,11	14,51	2		,9			
6	Позд еевка	2 7,1	3 ,1	2		0 1,01	0 ,13		,0
7	Инду стрия	2 8,09	- 10,78						
5		2 8,1	0	1		0	0		
7		8	-	-			0		
7		,6	1,6	1		0	,03		,0
7		8	-	1		0			
7		,57	12,37	,1		,4			
7	Инду стрия	2 8,1	1 ,6	1		0	,03		,0
8	Тупик овая	2 8	- 10,76						
5		2 8,1	0	2		2,01	,01		
8		8	-	-		-	0		
8		,2	2,3	1		2,02	,14		,0
8		8	-	1		1			
8		,24	13,05	,7		,5			
8	Тупик овая	2 8	2 ,3	1		1,02	,14		,0
9	Зареч ная	3 0,19	- 9,99				8,6		
5		2 8,1	- 0,8	- 6		- 4,35	0 ,35	0	

9		8	-	-	-	0	0		
9		,4	4,5	2	2	,05	,3		,0
9		8	-	1	1				
9		,38	14,51	,7	,5				
9	Заречная	3	4			0	0		
9	ная	0,2	,5	2	1	,05	,3		,0
1	Хохлатское	2	-						
1	атское	8,03	9,27						
1		2	0						
0		8,1	,1	0	0	0	0		
1		8	-						
11		,6	0,7	0	0	0	0		,0
1		8	-	0	0				
11		,62	9,99	,2	,1				
1	Хохлатское	2	0						
1	атское	8	,7	0	0	0	0		,0
1	Знаменка	2	-						
2	енка	9,5	6,73						
1		2	-	-	-	0	0		
0		8,1	2,5	4	2	,13	,25		
1		9	-				0		
21		,1	0,7	0	0	0	,01		,0
1	Смелое	3	2			0	0		
3	ое	1	,8	5	2	,16	,33		
1		9	-	0	0				
21		,09	7,39	,5	,2				
1	Знаменка	2	0				0		
2	енка	9,5	,7	0	0	0	,01		,0
1	Смелое	3	-						

3	ое	1,03	3,94						
1	Знам	2	-	-	-	0	0		
2	енка	9,5	2,8	5	2	,16	,33		
1		9	-				0		
31		,5	1	0	0	0	,01		,0
1	Хвой	3	2			0	0		
4	ная 35	4,9	,1	6	2	,68	,45		
1		9	-	0	0				
31		,54	4,97	,4	,1				
1	Смел	3					0		
3	ое	1	1	0	0	0	,01		,0
1	Хвой	3	-			6	2		
4	ная 35	4,9	1,85			,7	,1		
1	Смел	3	-	-	-	0	0		
3	ое	1	2,1	7	2	,68	,45		