

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) образовательной программы: Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
«22» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

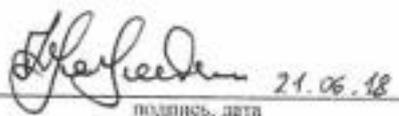
на тему: Развитие электрических сетей филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети» путем перевода подстанции Лазурная на напряжение 110кВ

Исполнитель
студент группы 442-062

 01.06.18
подпись, дата

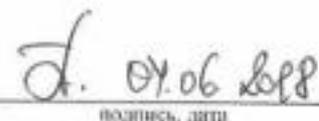
А.С. Лысенко

Руководитель
профессор,
канд. техн. наук

 21.06.18
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант:
безопасность и
экологичность
доцент, канд. техн. наук

 04.06.18
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент

 21.06.18
подпись, дата

А.Г. Ротачева

Благовещенск 2018

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

«07» 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Лысенко Александра
Сергеевича

1. Тема бакалаврской работы: Развитие электрических сетей филиала АО «ВРСК»
Тригорские электрические сети» путем перевода подстанции Радушка на напряжение 10 кВ
(утверждено приказом от 12.03.18 № 533)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к бакалаврской работе: Сводные таблицы загрузки ВЛ и транс-
форматоров; схема развития распределительных электрических сетей 35-10 кВ
Тригорского края до 2020 г.; нормальная схема электрических соединений.

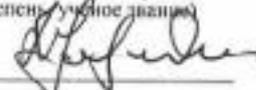
4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Анализ электрических нагрузок, выбор и проверка оборудования на
станции, разработка защитного заземления и молниезащиты.

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разделов) Безопасность жизнедеятельности: доцент, кандидат
технических наук Булгаков Андрей Борисович

7. Дата выдачи задания 07.05.18

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

профессор, кандидат технических наук 

Задание принял к исполнению (дата): 08.05.2018 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит: 136 с., 3 рисунка, 72 таблицы, 6 приложений, 30 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, РАЗВИТИЕ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Объектом развития участка электрической сети является подстанция «Лазурная».

Рассмотрены возможные варианты развития участка сети Приморских южных электрических сетей. Проведен технический анализ возможных вариантов присоединения ПС «Лазурная». Выбран наиболее оптимальный вариант по технико-экономическому анализу. Произведен расчет токов короткого замыкания. Спроектирована подстанция и выбрано основное оборудование. Рассчитана молниезащита и заземление подстанции «Лазурная». Рассчитаны установившиеся нормальные и послеаварийные режимы существующего участка сети, а также участка с учетом развития подстанции «Лазурная». Произведен расчет релейной защиты трансформатора ТДТН – 16000/110/35. Рассмотрена безопасность и экологичность проектируемых объектов.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Характеристика объекта и района проектирования электрической сети	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности энергорайона	10
1.2 Характеристика генерирующих источников района	11
1.3 Современное состояние электропотребления района и перспективы его развития	12
1.4 Характеристика балансов мощности и электроэнергии района	14
1.5 Анализ технического состояния и пропускной способности существующих электрических сетей	15
1.6 Анализ существующих режимов	16
1.7 Недостатки функционирования электрической сети	17
1.8 Характеристика новых потребителей электрической энергии	18
1.9 Целесообразность развития электрической сети	19
2 Характеристика электрических сетей в районе подстанции «Лазурная»	20
2.1 Общие сведения об участке	20
2.2 Описание участка по каждому классу номинального напряжения	21
2.3 Недостатки, выявленные на участке	26
2.4 Анализ существующих режимов на рассматриваемом участке	27
3 Разработка и отбор возможных конкурентоспособных вариантов	31
3.1 Разработка возможных вариантов развития участка сети	31
3.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок	32
3.3 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих подстанций	36
3.4 Разработка технически выгодного варианта развития участка сети	38
3.4.1 Выбор номинального напряжения	41

3.4.2	Компенсация реактивной мощности	42
3.4.3	Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	44
3.4.4	Выбор сечения линий электропередачи	46
3.4.5	Проверка провода по допустимой потере напряжения	48
3.5	Выбор итогового варианта	49
3.5.1	Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП	49
3.5.2	Капитальные затраты на сооружение ПС	52
3.5.3	Расчет издержек	53
3.5.4	Определение затрат и себестоимости электроэнергии	54
4	Расчет токов короткого замыкания	57
4.1	Определение параметров элементов схемы для расчета токов КЗ	57
4.2	Расчет токов короткого замыкания в ПВК RastrWin 3	58
5	Проектирование подстанции «Лазурная» 110/35/6 кВ	61
5.1	Разработка подробной однолинейной схемы подстанции	61
5.2	Выбор и проверка выключателей	63
5.3	Выбор комплектного распределительного устройства	68
5.4	Выбор и проверка разъединителей	68
5.5	Выбор и проверка ошиновки	70
5.6	Выбор и проверка изоляторов	72
5.7	Выбор и проверка трансформаторов тока	74
5.8	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	78
5.9	Выбор и проверка ТСН	82
5.10	Выбор и проверка ОПН	83
5.11	Выбор аккумуляторных батарей	85
6	Разработка заземления и молниезащиты подстанции «Лазурная»	86
6.1	Разработка заземления ПС «Лазурная» и определение стационарного и импульсного сопротивлений	86
6.2	Грозоупорность воздушной линии	90
6.3	Молниезащита ОРУ 110 кВ подстанции «Лазурная»	96
7	Релейная защита и автоматика на ПС «Лазурная»	100

7.1	Выбор защит трансформатора	100
7.1.1	Продольная дифференциальная токовая защита	101
7.1.2	Максимальная токовая защита	104
7.1.3	Защита от перегрузки	107
7.1.4	Газовая защита трансформатора	108
7.2	Автоматика на подстанции «Лазурная»	109
8	Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети	111
8.1	Анализ существующих режимов на рассматриваемом участке	111
8.2	Анализ нормального режима после перевода ПС «Лазурная»	116
8.3	Анализ послеаварийных режимов на ПС «Лазурная» и ПС «Спутник»	120
9	Безопасность и экологичность принятого варианта	125
9.1	Безопасность	125
9.2	Экологичность	127
9.3	Чрезвычайная ситуация	130
	Заключение	133
	Библиографический список	134
	Приложение А Расчет электрических нагрузок	137
	Приложение Б Технико– экономическое сравнение вариантов	150
	Приложение В Выбор оборудования на подстанции	153
	Приложение Г Расчет молниезащиты и заземления	162
	Приложение Д Расчет уставок релейной защиты трансформатора	171
	Приложение Е Анализ режимов в ПВК RastrWin3	174

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;
КЗ – короткое замыкание;
КЛ – кабельная линия;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
МТЗ – максимальная токовая защита;
ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ПВК – программно-вычислительный комплекс;
ПС – подстанция;
ПУЭ – правила устройства электроустановок;
СШ – секция шин;
Т – трансформатор;
ТН – трансформатор напряжения;
ТО – токовая отсечка;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – трансформатор тока;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
ЭС – электрическая сеть.

ВВЕДЕНИЕ

В районе бухты Лазурная (Владивосток) Приморского края выделено 400 участков для многодетных семей. Приморской электрической сети (филиал АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», ДРСК) необходимо подготовить сетевую инфраструктуру, которая позволит обеспечить мощностью равной 15 кВт для каждого земельного участка, выданного многодетным семьям. Доступная трансформаторная мощность подстанции «Лазурная» не позволяет подключить необходимую нагрузку к подстанции. Следует увеличить мощность подстанции «Лазурная» за счет установки новых силовых трансформаторов, а также осуществить перевод энергообъекта на более высокий класс напряжения.

Целью данного проекта является развитие электрической сети путем перевода подстанции «Лазурная» на напряжение 110кВ. Перевод на напряжение 110 кВ позволит решить ряд серьезных проблем связанных с надежностью электроснабжения потребителей подстанции «Лазурная» и подстанции «Спутник», а именно: существенно повысить надежность и бесперебойность электроснабжения, сократить финансовые потери организации в связи с недоотпуском электроэнергии. После подключения подстанции Лазурная к линии Горностай – Океан, часть нагрузки будет переведена с подстанции «Спутник» на подстанцию «Лазурная», тем самым произойдет разгрузка участка сети.

В процессе создания проекта необходимо решить следующие задачи:

- произвести расчёт электрических нагрузок;
- обеспечить надежное электроснабжение новых потребителей, развитие которых намечается в районе бухты Лазурная;
- выбрать и проверить оборудование на подстанции «Лазурная»;
- обеспечить защиту оборудования и персонала, путем разработки молниезащиты и защитного заземления;

- установить необходимую релейную защиту на отходящие линии и трансформаторы подстанции.

Для решения первой задачи производится расчет вероятностных характеристик электрических нагрузок с помощью упорядоченных диаграмм графиков электрических нагрузок, а также прогноза увеличения электрических нагрузок на 5 лет.

Для решения второй задачи необходимо разработать оптимальную схему электрической подстанции, отвечающую требованиям надежности, выполнить расчет и анализ установившихся режимов.

В качестве решения третьей задачи производится выбор и проверка основного современного оборудования подстанции.

Четвертая задача решается путем расчета грозоупорности воздушной линии, системы молниеотводов на подстанции и защитной сетки заземления.

Для решения пятой задачи производится выбор необходимых защит трансформаторов на подстанции и расчет уставок релейной защиты.

При проектировании необходимо также учесть местные климатические условия, так как от климатических условий во многом зависит выбор электрического оборудования.

Для обеспечения экологических нормативов, необходимо рассмотреть вопросы безопасности на подстанции, а также влияние подстанции и линии на окружающую среду и человека.

Проект был разработан в операционной системе Windows 7 2010 г. с использованием приложений: Microsoft Office Word 2010 г., Microsoft Office Visio 2010 г, Microsoft Office Excel 2010 г., MathType 6.0 Equation, Mathcad 14.0, ПКВ Rastrwin 3.

Графическая часть проекта выполнена на 6 листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА И РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Целью этого раздела является сбор информации о рассматриваемой южной Приморской электрической сети. Для решения различных технических задач и применения правильных технических решений необходимо знать: климатические и территориальные особенности энергорайона; характеристику генерирующих источников находящихся в данном районе; современное состояние электропотребления района и перспективы его развития. Также следует произвести анализ существующих режимов и выявить недостатки функционирования электрических сетей. Завершающим этапом данного раздела является вывод о целесообразности развития данной электрической сети.

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности энергорайона

Приморский край занимает самую крайнюю часть юго-востока России. По суше граничит на севере с Хабаровским краем, на западе имеет границу с Китаем протяженностью более 1000 км, на юго-западе - с КНДР, с юга и востока омывается Японским морем, которое выходит к морским границам Японии и Южной Кореи, к другим странам Азиатско - Тихоокеанского региона. Территория края - 165,9 тыс. км², что составляет около 1 % (0,97 %) площади Российской Федерации.

В Южной части приморского края расположен административный центр город Владивосток. Численность населения Владивостока на 2017 год равна 633 тысячи человек.

Зима в Приморском крае на юго-западе продолжается 3 - 3,5 месяца. Минимальная температура зимой равна - 45,5 °С. Абсолютный максимум температуры воздуха летом, составляет + 41,0°С. Среднегодовая температура 4 - 6° С, а среднегодовая норма осадков 700 - 800 мм. Продолжительность отопительного периода 196 дней.

Юг Приморья относится к IV район по ветру и IV район по гололеду.

Максимальные нормативные скоростные напоры ветра определяют, исходя из их повторяемости 1 раз в 10 лет для ВЛ 6 - 330 кВ, поэтому скоростной напор ветра равен 0,65 кПа, а скорость ветра 32 м/с 1 раз в 10 лет. Толщину стенки гололеда следует принимать равной 15 мм. Средняя глубина промерзания грунта 151 см. На южном побережье в период с ноября по март относительная влажность примерно одинакова: от 58 % до 61 % и лишь к апрелю происходит увеличение до 67 %, а максимум (91 %) приходится на июль. Число грозных часов от 10 до 20 часов в год. Приморский край имеет повышенный уровень загрязнения атмосферы (3 уровень).

Территория рассматриваемого участка располагается на высоте от 0 до 200 м над уровнем моря. Южное побережье расположено в зоне повышенной сейсмической активности и интенсивность землетрясений в баллах равна 6.

1.2 Характеристика генерирующих источников района

На рассматриваемом участке располагаются два источника питания: Артемовская ТЭЦ и Владивостокская ТЭЦ - 2. Эти электростанции относятся к филиалу «Приморская генерация» АО «ДГК», которые располагаются в южной части края и имеют суммарную установленную мощность на 01.01.2017 года, равную 897 МВт.

Артемовская ТЭЦ - один из центральных энергообъектов юга Приморья. В настоящее время предприятие имеет установленную электрическую мощность 400 мВт, тепловую – 297 Гкал. Годовая выработка электроэнергии составляет более 2 млрд кВт*ч, выработка тепла – 630 – 700 тыс. Гкал. Работа станции осуществляется четырьмя турбогенераторами типа ТВФ – 100 - 2 мощностью по 100 МВт каждый, четырьмя паровыми турбоагрегатами мощностью по 100 МВт каждый, а также восьмью котельными агрегатами высокого давления типа БКЗ – 220 – 100 Ф.

Владивостокская ТЭЦ-2 – имеет суммарную установленную мощность равную 497 МВт. Сегодня Владивостокская ТЭЦ-2 является основным источником по обеспечению производственным паром, тепловой и электрической энергией промышленности и населения г. Владивостока. На станции эксплуа-

тируются 14 котлоагрегатов и 6 турбогенераторов. Станция является крупнейшим энергообъектом юга Приморского края, обеспечивая 60 % потребностей города Владивостока в электрической и 63 % в тепловой энергии [19].

1.3 Современное состояние электропотребления района и перспективы его развития

Значительно развивающейся частью экономики края является промышленный комплекс, в состав которого входят: машиностроение, электроэнергетика и добыча угля, горнодобывающая, рыбная, лесная, деревообрабатывающая и пищевая промышленность, судоремонт.

Интенсивно сельскохозяйственное производство ведется в южных и юго-западных районах, благодаря наилучшим климатическим условиям для выращивания большинства культур.

Основные факторы перспектив экономического развития Приморья:

- выгодное транспортно - географическое положение;
- созданная инфраструктура, в том числе транспортная, энергетическая.
- природно-ресурсный потенциал;

Большая часть населения, как и социально экономический потенциал, находятся в южной части края, которая характеризуется благоприятным климатом, близким расположением несколько стран АТР, высокой плотностью инфраструктуры и обладает незамерзающей акваторией, богатой биологическими ресурсами, а также наличием научно-исследовательских учреждений [28].

На территории ЭС Приморского края выделено четыре крупных энерго-района по электрическим сетям: Южные ЭС, Центральные ЭС, Западные ЭС и Северные ЭС. Энергорайон Южных ЭС подразделяется на:

- район г. Владивостока;
- район г. Находки (с учетом Оборонэнерго);
- район г. Артема и Хасанского р-на;
- район между Артемовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС.

Структура электропотребления Приморского края по видам экономической деятельности за 2016 год (по данным филиала Федеральной службы госу-

дарственной статистики по Приморскому краю) представлена в таблице 1.

Таблица 1 - Структура электропотребления Приморского края по видам деятельности

Показатель	Процентное соотношение, %
Потребление электроэнергии всего, в том числе:	100
Вид экономической деятельности	
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	0,8
Добыча полезных ископаемых	1,7
Обрабатывающие производства	9,3
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	17
Оптовая и розничная торговля	7,3
Строительство	0,8
Транспорт и связь	12,4
Предоставление прочих услуг	3,9
Прочие виды	4,8
Потребление населением	28,6
Потери в электрических сетях	13,3

Анализ структуры электропотребления за 2016 год показывает, что основными потребителями электроэнергии являются: обрабатывающие производства, предприятия электроэнергетики, транспорт и связь (38,7 %). Доля потребления населением составила 28,6 %, потерь в электрических сетях — 13,3 %, доля остальных производств (добыча полезных ископаемых, предоставление услуг и др.) не превысила 19,4 % от суммарного электропотребления края.

Наиболее крупными потребителями электроэнергии являются предприятия энергоемких отраслей промышленности: металлургической, судоремонта и судостроения, машиностроения, такие как АО «Центр Судоремонта «Дальзавод» (судостроение и ремонт), АО «ГМК «Дальполиметалл» (горная металлургия), ООО «СОЛЛЕРС-Дальний Восток» (машиностроение) и др. [28].

Электропотребление и максимум электрической нагрузки южного энерго-района за 2016 год представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Электропотребление и максимум электрической нагрузки

Наименование энергоузла	Годовое электропотребление, млн кВт·ч	Максимум нагрузки, МВт
Южные ЭС	7 684,6	1 334
р-н г. Владивостока	3 699	663
р-н г. Находки	765	134
р-н г. Артема и Хасанского р-на	1 582	265
р-н между АТЭЦ и ПаГРЭС	1 638,6	272

Потребность в генерирующей мощности энергорайонов покрывалась как за счет собственных электрических станций юга Приморского края (Артемовская ТЭЦ, Партизанская ГРЭС, Владивостокская ТЭЦ - 2), так и перетоком мощности с Приморской ГРЭС и из ОЭС Востока.

1.4 Характеристика балансов мощности и электроэнергии района

Баланс электрической мощности энергосистемы Приморского края за 2016 год (на час прохождения максимума в ЭС) представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Баланс электрической мощности Приморского края за 2016 год

Показатель, МВт	
Максимум нагрузки	2251
Располагаемая мощность на конец года, в том числе:	2616,8
ТЭС, из них:	2616,8
КЭС	1647,8
ТЭЦ	969
Избыток (+)/дефицит(-)	365,8

Фактический избыток мощности в ЭС Приморского края в 2016 году составил 365,8 МВт или 16,25 % от максимума нагрузки энергосистемы.

Баланс электрической энергии энергосистемы Приморского края представлен в таблице 4.

Таблица 4 - Баланс электрической энергии Приморского края за 2016 год

Электропотребление, млн кВт·ч	13 108,6
Выработка электроэнергии по централизованной части ЭС, в том числе:	9 950,0

Продолжение таблицы 4

ТЭС, из них:	9 950,0
КЭС	5 921,6
ТЭЦ	4 028,4
Получение электроэнергии	3 158,6

Балансы электроэнергии энергосистемы Приморского края складывались дефицитными. Переток электроэнергии из ОЭС Востока в 2016 году составил 3 158,6 млн кВт·ч.

1.5 Анализ технического состояния и пропускной способности существующих электрических сетей

На территории Приморского края располагаются электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ. Системообразующая сеть образована на напряжение 500 – 220 кВ, распределительная сеть — на 110 - 35 кВ . Электрические сети напряжением 500 – 220 кВ имеют большую протяженность. Эти сети относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» — «Приморское ПМЭС».

Распределительные электрические сети напряжением 35 - 110 кВ в основном являются объектами АО «ДРСК» и обслуживаются его филиалом «Приморские электрические сети».

Напряжением, на котором осуществляется распределение энергии, является напряжение 6 – 10 кВ. Эти электросетевые объекты обслуживаются частично филиалом АО «ДРСК» — «Приморские электрические сети», а также муниципальными унитарными и ведомственными предприятиями ЭС.

Суммарная протяженность ЛЭП и трансформаторная мощность ПС по классам напряжения на 01.01.2017 года представлены в таблице 5.

Таблица 5. Протяженность ВЛ и КЛ и трансформаторная мощность ПС

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ, км (в одноцепном исполнении)	Трансформаторная мощность ПС, МВА
500 кВ	1 070,6	2 505,0
220 кВ	2 334,8	3 832,5
110 кВ	3 176,5	4 767,0
35 кВ	3 402,6	2 164,8

Длина ВЛ и трансформаторная мощность ПС энергосистемы Приморского края принята по территории Приморского края.

Энергосистема Приморского края связана с энергосистемой Хабаровского края, входящей в состав Объединенной энергосистемы Востока. В настоящее время существует ограничение по контролируемому сечению ПримГРЭС — Юг Приморского края, через которое осуществляется переток мощности от электростанций ОЭС Востока.

Характерный период года, в котором прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима — период летнего максимума нагрузки: май - октябрь при температуре наружного воздуха +25°C.

1.6 Анализ существующих режимов

На основании анализа существующей нагрузки выявлены ограничения пропускной способности трансформаторов ПС 35 - 110 кВ, входящих в рассматриваемый район Приморской южной электрической сети (ПЮЭС) по состоянию на КДЗ 19:00 21.12.2017 года. Информация представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Перегружаемые ПС на основании анализа существующей нагрузки

Наименование ПС	Мощность установленных трансформаторов, МВА	Допустимая нагрузка трансформаторного оборудования ПС, МВА	Фактическая максимальная нагрузка трансформаторного оборудования ПС, МВА	Нагрузка трансформаторного оборудования ПС в режиме отключения наиболее мощного трансформатора, %
ПС 35 кВ Академическая	6,3 + 6,3	6,3	7,902	125,423
ПС 35 кВ Океанская	6,3 + 6,3	6,3	7,855	124,683
ПС 110 кВ Бурун	40+40	40	45,310	113,275
ПС 110 кВ Промузел	16 + 16	16	21,840	136,500
ПС 110 кВ Спутник	25+25	25	30,944	123,780
ПС 110 кВ Чайка	16 + 16	16	25,516	159,48

Характеристика режима зимнего максимума нагрузки 2016 года

Напряжения сети 110 кВ находились в пределах 104 - 121 кВ, напряжения сети 220 кВ находились в пределах 220 - 241,5 кВ, напряжения сети 500 кВ находились в пределах 502-508 кВ. Потребление Приморского края составляло 2084,7 МВт, суммарная генерация — 1374,7 МВт. Переток в сечении «Хабаровскэнерго — ПримГРЭС» составлял 710 МВт.

Характеристика режима летнего минимума нагрузки 2016 года

Напряжения сети 110 кВ находились в пределах 114 - 122,5 кВ, напряжения сети 220 кВ находились в пределах 220 - 241,5 кВ, напряжения сети 500 кВ находились в пределах 507 - 512,7 кВ. Потребление Приморского края составляло 931,1 МВт, суммарная генерация — 782,7 МВт. Переток в сечении «Хабаровскэнерго — ПримГРЭС» составлял 149 МВт.

Анализ данных летнего и зимнего контрольного замеров за 2016 год показал, что загрузка сечений и потоки мощности, токовая загрузка оборудования и уровни напряжения в электрической сети 35 кВ и выше энергосистемы Приморского края находились в допустимых пределах [28].

1.7 Недостатки функционирования электрической сети

Анализ технического состояния линий электропередачи и подстанций напряжением 500, 220, 110, 35 кВ выявил следующие проблемы:

Количество оборудования подстанций Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС, эксплуатирующегося за пределами нормативных сроков эксплуатации, составляет 55,73 % от общего количества.

Количество оборудования ПАО «ДГК», эксплуатирующегося с превышением нормативного срока эксплуатации (генераторы, котлы, турбины), составляет более 80 %.

Распределительный комплекс 35 - 110 кВ АО «ДРСК» характеризуется наличием объектов, эксплуатирующихся за пределами нормативных сроков эксплуатации. Износ электрических сетей филиала АО «ДРСК» превышает 60 %, трансформаторных подстанций — 70 %. Более 25 лет эксплуатируется около 80 % ПС 35-110 кВ, более 40 лет эксплуатируется ~ 35 % ЛЭП 35-110 кВ (от

общего количества).

Количество ВЛ Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС, эксплуатирующегося с превышением нормативного срока эксплуатации, составляет 28,3 %.

Таким образом, из данных эксплуатации объектов, оборудования и ВЛ можно сделать вывод, о том, что их техническое состояние поддерживается в удовлетворительном состоянии.

1.8 Характеристика новых потребителей электрической энергии

К наиболее крупным потребителям электрической энергии и мощности, ввод которых запланирован на период 2018 - 2022 годов, центры питания которых принадлежат к рассматриваемому району ПЮЭС, относятся: многоэтажная комплексная жилая застройка (21,84 МВт), объекты игровой зоны «Приморье» (42,92 МВт), жилой микрорайон «Уссурийский» (11 МВт), участки в районе бухты Лазурная (6,46 МВт) [28].

Приморские электрические сети (филиал АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», ДРСК) подготовят сетевую инфраструктуру для 400 участков, выделенных многодетным семьям в районе бухты Лазурная. Построенные сетевые объекты позволят обеспечить 15 кВт мощности для каждого земельного участка, выданного многодетным семьям. Нагрузка ПС «Лазурная» вырастет на 6000 кВт.

Перечень действующих технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», АО «ДРСК» и АО «Оборонэнерго» на территории Приморского края на период до 2022 года представлен в таблице 7.

Таблица 7 - Перечень объектов на технологическое присоединение

Наименование объекта присоединения	Наименование центра питания	Наименование заявителя	Мощность, МВт	Наименование сетевой организации
Многоэтажная комплексная жилая застройка	ПС 220 кВ Зеленый угол	АО «ДРСК»	21,84	ПАО «ФСК ЕЭС»

Продолжение таблицы 7

Наименование объекта присоединения	Наименование центра питания	Наименование заявителя	Мощность, МВт	Наименование сетевой организации
Игровая зона «Приморье»	ПС 220 кВ Зеленый угол	АО «ДРСК»	21,46	ПАО «ФСК ЕЭС»
Игровая зона «Приморье»	ПС 110 кВ Муравейка, ПС 110 кВ Игровая	АО «Корпорация развития Приморского края»	21,46	АО «ДРСК»
Жилой микрорайон «Уссурийский»	ПС 110 кВ Горностаи	АО «Стройинвест»	11	АО «ДРСК»
Земельные участки в районе бухты Лазурная	ПС 35 кВ Лазурная	Администрация Приморского края	6,45	АО «ДРСК»

Прогнозируемый прирост спроса на электрическую энергию будет связан с увеличением потребности в электрической энергии за счет увеличения величины присоединенной мощности по существующим присоединениям и за счет ввода новых потребителей.

1.9 Целесообразность развития электрической сети

Нынешнее техническое состояние объектов, оборудования, их длительный срок эксплуатации, износ электрических сетей, а также увеличение потребляемой электрической энергии и мощности в связи с реализацией крупных инвестиционных проектов в транспортно-логистическом, перерабатывающем, туристическом комплексах, а также стремительным развитием территории Владивостока требуют развития энергетической инфраструктуры.

За последние годы в электроэнергетике Приморья наметились положительные тенденции к глобальным преобразованиям: строительство новых объектов генерации и электросетевых объектов, реконструкция, модернизация и развитие существующих объектов, изменение топливно-энергетического баланса региона. Так в южной зоне экономической плотности Приморского края планируется переход от мазутных котельных и дизельных электростанций к угольной и газовой генерации.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В РАЙОНЕ ПОДСТАНЦИИ «ЛАЗУРНАЯ»

Для характеристики электрической сети в районе подстанции «Лазурная» составляется эквивалентная схема сети. Для этого необходимо определить точки нормального размыкания сети. Далее описать общую характеристику сети, а именно ее конфигурацию, перечень классов номинального напряжения, количество ПС и линий электропередачи. Затем произвести структурный анализ ПС и линий электропередачи.

2.1 Общие сведения об участке

Рассматриваемый участок включает в себя перечень классов номинального напряжения: 500 – 220 – 110 – 35 – 10 – 6 кВ. В этот участок входит 20 ПС, 14 воздушных линий электропередачи, 2 кабельных линии электропередачи и 9 кабельно - воздушных линий электропередачи.

Источники генерации: ВТЭЦ – 2, АТЭЦ.

Точки нормального размыкания сети:

- 1) ВТЭЦ-2 – отключены В – 110 кВ Загородная с отпайкой на Голдобин, В – 110 кВ Залив, В – 110 кВ Орлиная с отпайкой на Голубинка;
- 2) ПС 110 А – отключены В – 35 кВ Соллерс с отпайкой на Луговая;
- 3) ПС 220 Зеленый угол – отключены В – 220 кВ Патрокл, В – 220 кВ Русская, В – 110 кВ Восточная ТЭЦ, В – 110 кВ Мингородок;
- 4) ПС Владивосток – отключены В – 500 кВ Дальневосточная, В – 500 кВ Лозовая, В – 220 кВ Уссурийск – 2;
- 5) АТЭЦ – отключены В – 220 кВ Береговая 2, В – 110 кВ Шахта 7, В – 110 кВ Западная – Штыково, В – 110 кВ Уссурийск – 1, В – 110 кВ Смоляниново, В – 35 кВ Мебельная, В – 35 кВ Шахтовая, В – 35 кВ Шкотово, В – 35 кВ Птицефабрика, В – 35 кВ Суражевка;
- 6) ПС 220 Волна – отключены В – 110 кВ ВТЭЦ – 1 с отпайкой на 1Р/т;
- 7) ПС 110 2Р – отключены В – 110 кВ Амурская с отпайкой на 1Р/т, В – 110 кВ Стройиндустрия;

Верное определение точек нормального размыкания сети необходимо для уменьшения объема расчетов и графического изображения. С помощью ТНРС определяется эквивалент схемы сети. Те подстанции, которые не вошли в эквивалентную схему сети, задаются в ТНРС соответствующей нагрузкой. На практике, при определении точек нормального размыкания сети, руководствуются надёжностью схемы при возникновении различных аварийных ситуаций.

Суммарная длина линий всех классов напряжений приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Суммарная длина линий

Класс напряжения	Суммарная длина линий в одноцепном исполнении, км	Интервальная оценка сечений	Самая короткая линия, км	Самая длинная линия, км
220	221,590	300 - 800	ВТЭЦ – ПС Зеленый угол, 4,322	ПС Владивосток – ПС Зеленый угол 65,071
110	128,976	70 - 630	ПС Бурун – ПС 2Р 1,840	ПС Океан – ПС Муравейка 25,703
35	29,930	50 - 240	ПС Океанская – ПС Сахарный ключ 1,400	ПС Ипподром – ПС Чайка с отпайкой на ПС Седанка 6,890

2.2 Описание участка по каждому классу номинального напряжения

Сеть 500 включает в себя одну ПС Владивосток.

ПС Владивосток 500/220/10 кВ – проходная, РУ ВН выполнено по типовой схеме №6 - «Треугольник». Т – 1 – 3*АОДЦТН- 167000/500/220/10.

Сеть 220 включает в себя 3 ПС:

1) ПС Волна 220/110/6 кВ – узловая, РУ ВН выполнено по типовой схеме №7 - «Четырехугольник». Т – 1 и Т – 2 - АТДЦТН - 125000/220/110/6. Ввод трансформаторов 2014 г;

2) ПС Аэропорт 220/10 кВ – проходная, РУ ВН выполнено на основе схемы №5Н, за исключением ремонтной перемычки, в нее установлен выключатель. Т – 1 и Т – 2 - ТРДН - 25000/220/10. Ввод трансформаторов 2010 г;

3) ПС Зеленый угол 220/110/10 кВ – узловая, РУ ВН выполнено по типовой схеме № 9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Т – 1 и Т – 2 – АДЦТН - 63000/220/110/10. Ввод трансформаторов 2011 г;

Далее приведен структурный анализ линий электропередачи сети на напряжение 220 кВ.

Таблица 9 – Структурный анализ сети 220 кВ

Название линии	Марка провода, сечение, длина, км	Конфигурация сети	Количество цепей
ВТЭЦ – 2 – АТЭЦ	АСО – 300/48 - 46,707	магистраль	одноцепная
АТЭЦ – ПС Аэропорт	АС – 400/51 - 18,833 А2*S(FL)2Y 1*800/150 - 1,040	магистраль	одноцепная
ПС Аэропорт – Владивосток	АС – 400/51 - 20,716 А2*S(FL)2Y 1*800/150 - 1,040	магистраль	одноцепная
ВТЭЦ – ПС Зеленый угол	АСК – 300/66 - 2,206 Al/XLPE/CWS(FO)/HDPE - 2,116	магистраль	одноцепная
ПС Зеленый угол – ПС Волна	АСК – 300/66 - 11,686	магистраль	одноцепная
ПС Владивосток – ПС Волна	АСО – 300/48 - 52,175	магистраль	одноцепная
ПС Владивосток – ПС Зеленый угол	АС – 400/51 - 65,071	магистраль	одноцепная

Сеть 110 включает в себя 11 ПС:

1) ПС Спутник 110/35/6 кВ – проходная, РУ ВН выполнено по типовой схеме № 4Н – «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Отходящие линии соединены с шинами через выключатели. Т – 1 и Т – 2 - ТДТН-25000/110/35/6. Ввод трансформатора 2011 г;

2) ПС Чайка 110/35/6 кВ – узловая, РУ ВН выполнено по типовой схеме № 9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Т – 1 и Т – 2 - ТДТН-16000/110/6;

3) ПС А 110/35/6 кВ – проходная, РУ ВН выполнено по типовой схеме № 9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Т – 1 и Т – 2 – ТДТН - 40000/110/35/6;

4) ПС Горноста́й 110/6 кВ – проходная, РУ ВН выполнено по типовой схеме №4– «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». В перемычке установлен выключатель. Т – 1 и Т – 2 – ТДН - 25000/110/6. Ввод трансформаторов 2011 г;

5) ПС Океан 110/6 кВ - проходная, РУ ВН выполнено по типовой схеме № 5 – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». Т – 1 и Т – 2 – ТМН - 6300/110/6;

6) ПС Муравейка 110/6 кВ - проходная, РУ ВН выполнено по типовой схеме № 5Н – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». Т – 1 и Т – 2 – ТДН - 16000/110/6. Ввод трансформаторов 2011 г;

7) ПС Промузел 110/6 кВ – проходная, РУ ВН выполнено по типовой схеме №4– «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». В перемычке установлен выключатель. Отходящие линии соединены с шинами через выключатели. Т – 1 и Т – 2 – ТДН - 16000/110/6;

8) ПС Седанка 110/35/6 кВ – тупиковая, РУ ВН выполнено по схеме №4Н – «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» и одной дополнительной ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Т – 1 - ТДН - 16000/110/6, Т – 2 - ТДТН-16000/110/35/6. Ввод трансформаторов 2011 г;

9) ПС 2Р 110/6 кВ – узловая, РУ ВН выполнено по типовой схеме № 9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Т – 1 и Т – 2 – ТРДН - 40000/110/6;

10) ПС Бурун 110/35/6 кВ – проходная, РУ ВН выполнено не по типовой схеме, трансформаторы соединены с шинами через разъединители, шины секционированы выключателем. Т – 1 и Т – 2 – ТДТН - 40000/110/35/6;

11) ПС 2Р – Котельная 110/6 кВ – ответвительная, РУ ВН выполнено по типовой схеме №3 – «Блок (линия - трансформатор) с Од КЗ». Т – 1 – ТДТН - 10000/110/6.

Далее приведен структурный анализ линий электропередачи сети на напряжение 110 кВ.

Таблица 10 – Структурный анализ сети 110 кВ

Название линии	Марка провода, сечение, длина, км	Конфигурация сети	Количество цепей
ВТЭЦ – 2 – ПС А	АСО – 300/48 - 2,830	магистраль	двухцепная
ПС А – ПС Зеленый угол	1 цепь выполнена: АС – 240/32 - 2,070 АСКП – 300/66 - 1,200 2 цепь выполнена: АС – 240/32 - 0,100 ПвПу2г 1*630/185 – 3,125	магистраль	двухцепная
ПС Зеленый угол – ПС Горностай	АСКП – 240/56 - 5,800	магистраль	одноцепная
ПС Горностай – ПС Океан	АСКП – 240/56 - 14,64 ПвПу2г 1*240/95 – 0,563	магистраль	одноцепная
ПС Океан – ПС Муравейка	АСКП – 240/56 - 25,14 ПвПу2г 1*240/95 – 0,563	магистраль	одноцепная
ПС Муравейка – АТЭЦ	АСК – 240/39 - 12,650	магистраль	одноцепная
АТЭЦ – ПС Промузел	АС – 120/19 – 1,585 М – 70 – 23,405	магистраль	одноцепная
ПС Промузел – ПС Спутник	АС – 120/19 – 2,56 М – 70 – 3,585	магистраль	одноцепная
ПС Спутник – ПС Чайка	АС – 120/19 – 1,800 М – 70 – 4,350	магистраль	одноцепная
ПС Чайка – ПС Седанка	АСК – 240/39 – 7,800	радиальная	одноцепная
ПС Чайка – ПС Волна	АС – 120/19 – 0,450 М – 70 – 3,500 АС – 300/39 – 0,190 АСК – 240/32 - 4,350	магистраль	одноцепная
ПС Волна – ПС 2р	АСО – 300/48 – 2,300	магистраль	одноцепная
ПС Волна – ПС Бурун с отпайкой на 2Р – котельная	АСО – 300/48 – 3,740 АСК – 240/32 – 0,550 АС – 120/19 – 0,090	магистраль	одноцепная
ПС Бурун – ПС 2Р	АС – 120/19 – 1,840	магистраль	одноцепная

Сеть 35 включает в себя 5 ПС:

1) ПС Лазурная 35/6 кВ – тупиковая, РУ ВН выполнено по типовой схеме №3Н - «Блок (линия - трансформатор) с выключателем». Т – 1 и Т – 2 – ТМН - 4000/35/6 кВ;

2) ПС Сахарный ключ 35/6 кВ – проходная, РУ ВН выполнено не по типовой схеме, трансформаторы соединены с шинами через разъединители, шины секционированы выключателем. Т – 1 и Т – 2 – ТД - 16000/35/6;

3) ПС Океанская 35/6 кВ – проходная, РУ ВН выполнено не по типовой схеме №4– «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». В перемычке установлен выключатель. Т – 1 и Т – 2 – ТМ - 6300/35/6;

4) ПС Академическая 35/6 кВ – проходная, РУ ВН выполнено по типовой схеме №4Н – «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Т – 1 и Т – 2 – ТМ - 6300/35/6;

5) ПС Ипподром 35/6 кВ – проходная, РУ ВН выполнено по схеме №3Н - «Блок (линия - трансформатор) с выключателем». Т – 1 – ТДТН - 10000/110/35/6 кВ.

Далее приведен структурный анализ линий электропередачи.

Таблица 11 – Структурный анализ сети 35 кВ

Название линии	Марка провода, сечение, длина, км	Конфигурация сети	Количество цепей
ПС Бурун – ПС Академическая	АС – 120/19 - 2,790	магистраль	одноцепная
ПС Академическая – ПС Ипподром	АС – 120/19 - 2,790 М – 50 – 2,55	магистраль	одноцепная
ПС Ипподром – ПС Чайка с отпайкой на ПС Седанка	АС – 120/19 - 2,120 М – 50 – 0,650 АПвПу2г 1*240/95 – 3,840 АСБ – 3*150/50 – 0,320	магистраль	одноцепная
ПС Чайка – ПС Океанская	АСБ – 3*150/50 – 0,320 АПвП2г 1*240/95 – 1,400	магистраль	одноцепная
ПС Океанская – ПС Сахарный ключ	АПвП2г 1*240/95 – 1,400	магистраль	одноцепная
ПС Сахарный ключ – ПС Спутник	АПвП2г 1*240/95 – 1,670 АС – 120/19 - 0,320 АС – 185/29 - 0,880	магистраль	одноцепная

Название линии	Марка провода, сечение, длина, км	Конфигурация сети	Количество цепей
ПС Лазурная – ПС Спутник	АОСК 3*95/35 – 1,94 3*АПвП2Г 1*240/95 – 1,090	радиальная	двухцепная
	АС – 120/19 - 5,890		одноцепная

Структурный анализ линий электропередачи показал, что большая часть линий электропередачи магистральные с двухсторонним питанием, что говорит об их надежности. Большинство линий одноцепные, что говорит о возможности перерыва электроснабжения потребителей при возникновении аварийных ситуаций и ремонтах. Так же есть радиальные линии электропередач, снижающие надежность электроснабжения потребителей на данном участке сети.

Структурный анализ ПС показал, что есть подстанции, по которым осуществляется транзит мощности на 220, 110 и 35 кВ. Но есть и непосредственно тупиковая подстанция, питающая потребителей электрической энергией. Эксплуатация трансформаторов связана с необходимостью определения их нагрузочной способности, зависящей от температурного режима, который, связан с нагревом трансформатора и условиями его охлаждения.

Если при эксплуатации трансформаторов, рабочая температура превышала максимальную допустимую температуру эксплуатации, то необходимо проверить на этих трансформаторах изоляцию, срок службы которой 20 - 25 лет.

2.3 Недостатки, выявленные на участке

Недостатки выявленные на ПС: На ПС «Сахарный ключ» и ПС «Бурун» трансформаторы соединяются с шинами только через разъединители, что является недостатком применяемых схем РУ.

Недостатки выявленные в ЛЭП:

1) ПС Лазурная и ПС 2Р – котельная соединены с источниками питания по одной ВЛЭП;

2) ВЛ ПС А – ПС Зеленый угол выполнена двумя проводами: АСКП –

300/66 и АС – 240/32;

3) ВЛ АТЭЦ – ПС Промузел выполнена проводами М – 70 и АС – 120/19;

4) ВЛ ПС Промузел – ПС Спутник выполнена проводами М – 70 и АС – 120/19;

5) ВЛ ПС Спутник – ПС Чайка выполнена проводами М – 70 и АС – 120/19;

6) ВЛ ПС Чайка – ПС Волна выполнена проводами М – 70, АС – 120/19, АСК – 240/32, АС – 300/39;

7) ВЛ ПС Волна – ПС Бурун выполнена проводами АС – 240/32 и АСО – 300;

8) ВЛ ПС Бурун – ПС 2Р выполнена проводами АС – 120/19 и АСО – 300;

9) ВЛ ПС Академическая – ПС Ипподром выполнена проводами М – 50, АС – 120/19;

10) ВЛ ПС Ипподром – ПС Чайка выполнена проводами М – 50, АС – 120/19;

11) КЛ ПС Океанская – ПС Чайка выполнена кабелями АПвП2Г 1*240/95 и АСБ - 3*150/50;

12) ВЛ ПС Сахарный ключ – ПС Спутник выполнена проводами АС – 120/19, АС – 185/29;

13) КЛ ПС Лазурная – ПС Спутник выполнена кабелями АОСК 3*95/35 и 3*АПвП2Г 1*240/95;

На участке сети Приморских южных электрических сетей существует ряд недостатков, которые необходимо минимизировать, для того чтобы повысить энергоэффективность и надежность сети.

Однолинейная схема участка сети приведена на первом листе графической части дипломного проекта.

2.4 Анализ существующих режимов на рассматриваемом участке

Для анализа режима электрической сети участка Приморских южных электрических сетей использовались данные контрольных зимних и летних замеров за 2017 год.

Необходимо провести анализ коэффициентов загрузки линий и трансформаторов.

Анализ коэффициентов загрузки линий и трансформаторов необходим для нахождения мест работы сети с предельно допустимыми значениями по нагрузке. Наличие таких мест снижает надежность и устойчивость электроснабжения, а также вызывает затруднение для присоединения новых потребителей.

Анализ загрузки трансформаторов и линий в режиме максимальных и минимальных нагрузок приведен в таблицах 12 и 13.

Таблица 12 – Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы

№	Наименование ПС	Установленные тр - ры	Нагрузка тр-ра max/min, МВА	Коэф- фициент загрузки max	Коэф- фициент загрузки min
1	ПС А	T1 – 40500/110/35/6 T2 – 40000/110/35/6	35,913/7,300 0/11,440	88,67 0	18,02 28,61
2	ПС Горностай	T1 – 25000/110/6 T2 – 25000/110/6	1,315/0,740 3,887/1,710	5,26 15,55	2,97 6,86
3	ПС Океан	T1 – 6300/110/6 T2 – 6300/110/6	0,800/1,030 1,372/0	12,70 21,78	16,33 0
4	ПС Муравейка	T1 – 16000/110/6 T2 – 16000/110/6	2,116/1,430 3,545/2,640	13,22 22,16	8,93 16,51
5	ПС Промузел	T1 – 16000/110/6 T2 – 16000/110/6	11,429/6,170 10,411/4,470	71,43 65,07	38,57 27,93
6	ПС Спутник	T1 – 25000/110/35/6 T2 – 25000/110/35/6	12,476/3,040 18,468/6,360	49,91 73,87	12,16 25,43
7	ПС Чайка	T1 – 16000/110/35/6 T2 – 16000/110/35/6	11,883/5,270 13,633/0,940	74,27 85,21	32,94 5,90
8	ПС Седанка	T1 – 16000/110/6 T2 – 16000/110/35/6	9,211/3,140 6,103/1,970	57,57 38,14	19,64 12,29
9	ПС Бурун	T1 – 40000/110/35/6 T2 – 40000/110/35/6	11,743/4,780 33,567/10,810	29,36 83,92	11,95 27,03
10	ПС 2Р	T1 – 40000/110/35/6 T2 – 40000/110/35/6	14,206/5,450 18,453/7,810	35,52 46,13	13,63 19,53

Продолжение таблицы 12

№	Наименование ПС	Установленные тр - ры	Нагрузка тр-ра max/min, МВА	Коэф- фициент загрузки max	Коэф- фициент загрузки min
11	ПС 2Р – котельная	T1 – 10000/110/35/6	3,922/0,780	39,22	7,84
12	ПС Академиче- ская	T1 – 6300/35/6 T2 – 6300/35/6	5,668/1,850 2,234/1,260	89,97 35,47	29,41 20,07
13	ПС Ипподром	T1 – 10000/35/6	8,000/2,060	80,00	20,57
14	ПС Океанская	T1 – 6300/35/6 T2 – 6300/35/6	3,542/0,710 4,313/0,820	56,23 68,46	11,25 13,00
15	ПС Сахарный ключ	T1 – 16000/35/6 T2 – 16000/35/6	5,293/1,960 4,638/2,030	33,08 28,99	12,28 12,69
16	ПС Лазурная	T1 – 4000/35/6 T2 – 4000/35/6	2,077/0,770 1,530/0,980	51,91 38,25	19,13 24,59

Для анализа коэффициентов загрузки трансформаторов использовались контрольные замеры для зимы - вечер (19:00 часов), для лета - ночь (4:00 часа).

Анализ коэффициентов загрузки трансформаторов для зимы показал, что по данным контрольных замеров 2017 года нагрузка трансформаторов не превышает допустимых максимальных значений. Большинство трансформаторов загружены нормально, но трансформаторы на ПС «Горностаи», ПС «Океан», ПС «Муравейка», ПС «Сахарный ключ», ПС «2Р», ПС «2Р – котельная» недогружены, что приводит к повышению коэффициента реактивной мощности.

Коэффициенты загрузки трансформаторов: T1 на ПС «А», T1 и T2 на ПС «Чайка», T1 на ПС «Ипподром», T2 на ПС «Бурун», T1 на ПС «Академическая» выше нормального значения и дальнейшее увеличение мощности нагрузки приведет к перегрузке. Необходимо перераспределить нагрузку между трансформаторами .

Анализ коэффициентов загрузки трансформаторов для лета показал, что по данным контрольных замеров 2017 года нагрузка трансформаторов для данного участка не превышает 38 %. На большинстве ПС необходимо отключить один трансформатор на летний период.

Таблица 13 – Плотность токовой нагрузки линий

№	Название линии	Сечение мм ²	Максимальная нагрузка линии		Минимальная нагрузка линии	
			Нагрузка, А	Плотность А/мм ²	Нагрузка, А	Плотность А/мм ²
1	2	3	4	5	6	7
1	А – ВТЭЦ - 2	300	248	0,83	92	0,30
2	А – Зеленый угол 1 цепь	240	109	0,45	50	0,21
	А – Зеленый угол 2 цепь	240	257	1,07	114	0,48
3	Волна – 2Р	300	256	0,85	271	0,90
4	2Р – Бурун	120	59	0,49	23	0,19
5	Бурун – Волна с отп. на 2Р – котельная	120	198	1,65	53	0,44
6	Волна - Чайка	70	293	4,19	94	1,34
7	Чайка – Седанка	240	Нет данных		15	0,06
8	Чайка – Спутник	70	140	2	100	0,43
9	Спутник – Промузел	70	90	1,29	65	0,93
10	Промузел – АТЭЦ	70	50	0,71	90	1,29
11	АТЭЦ – Муравейка	240	65	0,27	40	0,57
12	Муравейка – Океан	240	45	0,19	55	0,46
13	Океан – Горностай	240	45	0,19	55	0,23
14	Горностай – Зеленый угол	240	48	0,20	44	0,18
15	Спутник – Лазурная	95	55	0,58	40	0,42
16	Спутник – Сахарный ключ	120	78	0,65	30	0,25
17	Сахарный ключ – Океанская	240	70	0,29	38	0,16
18	Океанская – Чайка	150	195	1,30	50	0,33
19	Чайка – Ипподром	50	Нет данных		0	0
20	Ипподром – Академическая	50	224	4,48	59	1,18
21	Академическая – Бурун	120	300	2,50	110	0,92

Анализ плотности токовой нагрузки на линиях показал, что в режиме зимнего максимума нагрузок на некоторых участках сети наблюдается превышение допустимого значения токовой нагрузки более 1,1 А/мм². Необходимо использовать провода большего сечения. Так же небольшая часть линий работает с минимальной нагрузкой, что приводит к увеличению реактивной мощности и повышенному напряжению в конце линии и на шинах подстанции. В летний период больше половины линий работают в режиме недогрузки, что говорит о низкой энергоэффективности этих линий, а линии Промузел – АТЭЦ и Волна Чайка имеют токовую нагрузку больше оптимального значения.

3 РАЗРАБОТКА И ОТБОР ВОЗМОЖНЫХ КОНКУРЕНТНОСПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ

Задачей этой главы является составление технически осуществимых вариантов, от которых зависят такие показатели как качество энергии у приемников, надежность электроснабжения, экономичность, возможность дальнейшего развития. Необходимо составить несколько вариантов развития участка с заданным расположением потребителей для построения рациональной конфигурации сети. Следующим шагом является выбор наиболее привлекательного варианта, с помощью технико-экономического сравнения. Для выбранного варианта будут предложены мероприятия по дальнейшему развитию участка сети.

3.1 Разработка возможных вариантов развития участка сети

Главной целью развития части участка южных Приморских сетей является присоединение новых потребителей к ПС «Лазурная» и разгрузка трансформаторов на ПС «Спутник», так как в режиме отключения наиболее мощного трансформатора в часы максимальных нагрузок, нагрузка трансформаторного оборудования ПС будет составлять 123,78 % . Также необходима разгрузка линий Волна – Чайка и Чайка – Спутник, у которых плотность тока в часы наибольших нагрузок составляет 4,19 А/мм² и 2 А/мм² соответственно. Снизить нагрузку на эти элементы сети возможно, осуществив следующие варианты:

- 1) Реконструкция ПС «Спутник»;
- 2) Реконструкция ПС «Лазурная».

Первый вариант подразумевает увеличение мощности трансформаторов, а также замену проводов на линиях Волна – Чайка и Чайка – Спутник на провода большего сечения, либо строительство второй цепи общей протяженностью около 15 км. Величина тока протекающая в режиме максимальных нагрузок, согласно замерам зимних суток равна 293 А. При установке на всей длине линии максимального сечения (для линий номинального напряжения 110 кВ) провода АС – 240 плотность тока будет равна 1,22 А/мм², что говорит о превы-

шении оптимального значения, поэтому установка проводов большего сечения нерациональна.

Для осуществления второго варианта необходима установка более мощных трансформаторов, а также перевод ПС с напряжения 35 кВ на напряжение 110 кВ путем подключения к линии Горностай - Океан или 220 кВ путем подключения к линии АТЭЦ – ВТЭЦ - 2. К ПС «Лазурная» будет произведено присоединение нагрузки в 2018 общей мощностью 6 МВт. Таким образом, увеличение мощности трансформаторов необходимо, вне зависимости от выбора одного из трех вариантов.

3.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок

Для выбора оборудования и расчета параметров в дальнейшем проектировании необходимо знать вероятностные характеристики. Вероятностные характеристики определяются с помощью упорядоченной диаграммы графика электрических нагрузок (ГЭН), представленной на рисунке 1.

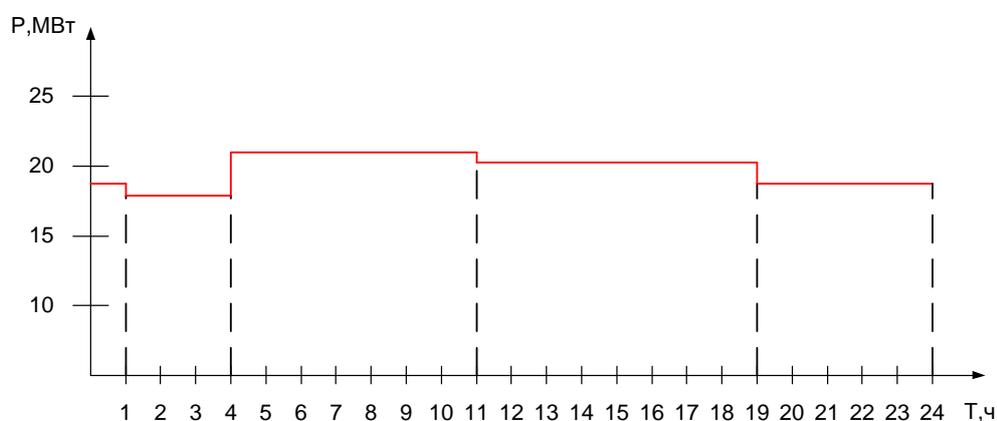


Рисунок 1 – Упорядоченная диаграмма ГЭН ПС «Промузел»

При представлении электрической нагрузки случайной величиной она описывается вероятностными характеристиками. К вероятностным характеристикам графиков электрических нагрузок относятся средняя $P_{cp.}$, среднеквадратическая (эффективная) $P_{эф}$, максимальная P_{max} , мощности.

Средняя мощность за время T — это величина, зависящая лишь от конфигурации графика и продолжительности периода наблюдения T.

Среднеквадратичная мощность за некоторый интервал времени T характеризует эффект нагрева проводника неизменным током, который, протекая по линии в течение времени T , дает суммарные потери электроэнергии.

Максимальная мощность - это усредненное значение нагрузки за время получасового максимума. Различают утренний и вечерний максимумы нагрузки. Вероятностная характеристика относится к большему из них. Их определяют по графикам электрических нагрузок по следующим выражениям [25]:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i \cdot t_i, \quad (1)$$

где P_i – мощность i -го периода времени;

t – время, в течение которого наблюдается i –тая мощность;

T_H – общее время наблюдения за изменением нагрузки, принимаем равным 24ч.

По материалам производственной и преддипломной практики в качестве исходной информации получены значения активной мощности из контрольных замеров для зимних и летних суток.

Определяем среднюю активную мощность ПС «Промузел» зимой:

$$P_{cp} = \frac{18,82 \cdot 6 + 18,4 \cdot 3 + 20,71 \cdot 7 + 20,28 \cdot 8}{24} = 19,81 .$$

Определяем эффективную активную мощность ПС «Промузел»:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot t_i}, \quad (2)$$

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{18,82^2 \cdot 6 + 18,40^2 \cdot 3 + 20,71^2 \cdot 7 + 20,28^2 \cdot 8}{24}} = 19,83 .$$

Максимальная и минимальная мощности равны максимальному и минимальному значению соответственно:

$$P_{max} = 20,71 \text{ МВт}, \quad P_{min} = 18,40 \text{ МВт}.$$

Определяем вероятностную реактивную мощность ПС:

$$Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi , \quad (3)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, согласно приказу Минэнерго РФ № 380, принимаем $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$ [18].

$$Q_{cp} = 19,81 \cdot 0,4 = 7,92 \text{ Мвар},$$

$$Q_{\varepsilon\phi} = 19,83 \cdot 0,4 = 7,93 \text{ Мвар},$$

$$Q_{\max} = 20,71 \cdot 0,4 = 8,28 \text{ Мвар},$$

При обобщенном исследовании и расчетах электрических нагрузок необходимо применение некоторых безразмерных показателей графиков нагрузки, характеризующих режим работы ПС, которые также можно найти с помощью упорядоченной диаграммы [25]. Определяем показатели ГЭН - коэффициенты использования, формы и максимума.

Коэффициент использования:

$$K_{II} = \frac{P_{cp}}{P_{ном}} , \quad (4)$$

$$K_{II} = \frac{19,81}{32} = 0,62 .$$

Коэффициент формы:

$$K_{\phi} = \frac{P_{\varepsilon\phi}}{P_{cp}} , \quad (5)$$

$$K_{\phi} = \frac{19,83}{19,81} \approx 1 .$$

Коэффициент максимума:

$$K_{\max} = \frac{P_{\max}}{P_{cp}} , \quad (6)$$

$$K_{\max} = \frac{20,71}{19,81} = 1,05 .$$

Значения вероятностных характеристик для всего участка сети приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Вероятностные характеристики участка сети

Подстанция	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
Спутник	Зима	30,14	30,15	30,94	12,06	12,06	12,38
	Лето	11,85	11,94	13,01	4,74	4,78	5,20
Лазурная	Зима	3,35	3,36	3,61	1,34	1,34	1,44
	Лето	2,61	2,70	3,30	1,04	1,08	1,32
Чайка	Зима	24,74	27,77	25,83	9,90	9,91	10,33
	Лето	8,84	8,97	10,01	3,53	3,56	4,00
Сахарный Ключ	Зима	9,17	9,20	9,93	3,67	3,68	3,97
	Лето	5,24	5,32	6,11	2,10	2,13	2,44
Океанская	Зима	7,71	7,72	8,18	3,09	3,09	3,27
	Лето	1,99	2,01	2,18	0,80	0,80	0,87
Промузел	Зима	19,81	19,83	20,71	7,92	7,93	8,28
	Лето	11,69	11,74	12,86	4,68	4,70	4,95

Для ПС «Лазурная» необходимо учесть присоединение нагрузки в 2018 году к ПС в составе 400 земельных участков, общей мощностью 6 МВт, с обеспечением 15 кВт мощности для каждого земельного участка. Таким образом, мощность нагрузки в часы максимальных нагрузок на ПС «Лазурная» будет равна 9,5 МВт. Поскольку в режиме максимальной нагрузки через Т - 2 ТДТН - 25000/110 ПС «Спутник» 110/35/6 проходит мощность 29,53 МВА, а плотность тока ВЛ Спутник – Чайка и Чайка – Волна 2 А/мм² и 4,19 А/мм² соответственно, то увеличение мощности трансформаторов на ПС «Лазурная» позволит увеличить ее нагрузочную способность, таким образом, подключив ПС «Лазурная» к линии Океан – Горностай, часть нагрузки с Т - 2 перейдет на трансформаторы ПС «Лазурная». Используя эквивалент сети из ПВК Rastrwin 3, найдем мощность, которая будет протекать через трансформаторы на ПС «Лазурная» после ее подключения к ВЛ Океан – Горностай. Эта мощность складывается из нагрузки на ПС «Лазурная», нагрузки Т – 1 ПС «Сахарный ключ» и части нагрузки Т – 2 ПС «Спутник». Найденные значения нагрузки для зимних и летних суток, приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Значения мощности проходящей через трансформаторы на ПС «Лазурная»

Время	1 час, МВт	4 часа, МВт	11 часов, МВт	19 часов, МВт
Зима	15,90	15,55	16,21	16,87
Время	1 час, МВт	4 часа, МВт	10 часов, МВт	22 часов, МВт
Лето	-	8,80	10,05	10,20

Значения вероятностных на ПС «Лазурная» приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Вероятностные характеристики ПС «Лазурная»

Подстанция	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
Лазурная	Зима	9,34	9,35	9,61	3,74	3,74	3,84
	Лето	5,61	5,65	6,30	2,24	2,26	2,52

3.3 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих подстанций

На основе прогнозирования электрических нагрузок определяют исходную информацию для дальнейшего планирования оптимальных режимов работы и развития ЭЭС, оценивания ее надежности, экономичности, а также качества электроэнергии.

Прогнозирование электрических нагрузок осуществляется методом сложных процентов.

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}}, \quad (7)$$

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

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района, согласно приказу Минэнерго №143 от 1 марта 2017 года для Приморской энергосистемы равен 1,37 % [17];

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

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

В качестве базового года принимается последний год перед проектированием, при условии, что он не является аномально холодным или теплым. При

расчете время прогноза равно 5.

Реактивные мощности находятся по формуле:

$$Q_{cp}^{прог} = P_i^{прог} \cdot tg\varphi_3, \quad (8)$$

где $tg\varphi_3$ – коэффициент мощности нагрузки;

$P_i^{прог}$ – прогнозируемая нагрузка.

Максимальные и эффективные мощности рассчитываются по следующим формулам:

$$P_{max.прог} = K_{max} \cdot P_{cp.прог}, \quad (9)$$

$$Q_{max.прог} = K_{max} \cdot Q_{cp.прог}, \quad (10)$$

где K_{max} - коэффициент максимума.

$$P_{эф.прог} = K_{\Phi} \cdot P_{cp.прог}, \quad (11)$$

$$Q_{эф.прог} = K_{\Phi} \cdot Q_{cp.прог}, \quad (12)$$

где K_{Φ} - коэффициент формы.

Рассмотрим пример расчета для ПС «Спутник»:

Для зимы:

$$P_{cp.Спутник}^{прог} = 30,14 \cdot (1 + 0,0137)^5 = 32,266 \text{ МВт},$$

$$P_{max.Спутник}^{прог} = 1,027 \cdot 32,266 = 33,123 \text{ МВт},$$

$$P_{эф.Спутник}^{прог} = 1 \cdot 32,266 = 32,276 \text{ МВт}.$$

Для реактивной мощности, а так же мощностей для лета расчет проводится аналогично. Значения прогнозируемых вероятностных характеристик подстанций приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозируемые вероятностные характеристики участка сети

Подстанция	Время	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
Спутник	Зима	32,27	32,28	33,12	12,91	12,91	13,25
	Лето	12,68	12,78	13,93	5,07	5,11	5,57
Лазурная	Зима	10,01	10,01	10,28	4,00	4,01	4,11
	Лето	6,00	6,05	6,74	2,40	2,42	2,70
Чайка	Зима	26,48	26,51	27,65	10,59	10,61	11,06
	Лето	9,45	9,60	10,72	3,78	3,84	4,29
Сахарный Ключ	Зима	9,82	9,84	10,63	3,93	3,94	4,25
	Лето	5,61	5,70	6,54	2,25	2,28	2,61
Океанская	Зима	8,26	8,27	8,76	3,30	3,31	3,50
	Лето	2,13	2,15	2,34	0,85	0,86	0,93
Промузел	Зима	21,20	21,22	22,17	8,48	8,49	8,87
	Лето	12,52	12,57	13,26	5,01	5,03	5,30

Мощность протекающая через трансформаторы на ПС «Лазурная» представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Значения спрогнозированной мощности проходящей через трансформаторы на ПС «Лазурная»

Подстанция	Время	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
Лазурная	Зима	17,42	17,42	18,058	6,97	6,97	7,22
	Лето	10,50	10,52	10,92	4,20	4,21	4,37

Подробный

3.4 Разработка технически выгодного варианта развития участка сети

В общем случае экономичность построения и эксплуатации сети достигается при выполнении следующих принципов [13]:

- схема сети должна быть по возможности (обоснованно) простой и передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по возможно кратчайшему пути, что обеспечивает снижение стоимости сооружения линий и потерь мощности и экономию электроэнергии;

- схемы электрических соединений понижающих подстанций также должны быть, возможно, (обоснованно) простыми, что обеспечивает снижение

их стоимости сооружения и эксплуатации, а также — повышение надежности их работы;

- выбор конфигурации сети должен предусматривать возможность развития в случае повышения нагрузок потребителя.

- номинальное напряжение сети должно находиться в технико-экономической соразмерности с конфигурацией сети, расстояниями передачи электроэнергии, с передаваемыми по линиям мощностями и др.

Составление способов развития ПС необходимо выполнять в соответствии с методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем [10].

При развитии сетей 35 кВ рекомендуется:

- не допускать сооружения новых протяженных ВЛ 35 кВ параллельно существующим ВЛ 110 кВ и не сооружать новые ВЛ 35 кВ протяженностью 80 м;

- оценивать целесообразность сооружения новых ВЛ 35 кВ в габаритах 110 кВ;

- рассматривать возможность перевода существующих ВЛ и ПС 35 кВ на напряжение 110 кВ;

- использовать преимущественно одноцепные ВЛ 35 кВ с питанием от разных ПС 110 – 220 кВ или разных секций (систем шин) одной ПС;

- число подстанций, присоединяемых к одноцепной ВЛ 35 кВ с двухсторонним питанием, не должно превышать пяти (без учета ПС 35/0,4 кВ);

- принимать к установке на ПС 35 кВ трансформаторы единичной мощностью до 10 МВА [10].

Рассмотрим подробнее второй вариант. Для него необходимо определить способы развития ПС «Лазурная», на какое напряжение будет переведена и каким способом будет подключена к линии.

На основе принципов построения и эксплуатации сети составлены следующие способы развития ПС «Лазурная»:

- 1) Увеличение мощности трансформаторов на ПС «Лазурная» 35/6 кВт;

2) Перевод ПС «Лазурная» 36/6 кВ на напряжение 110 кВ путем сооружения ВЛ 110 кВ от ПС «Лазурная», отпайкой к ВЛ Океан – Горнотай;

3) Перевод ПС «Лазурная» 36/6 кВ на напряжение 110 кВ путем захода одной линии с двухсторонним питанием от ПС «Океан» и «Горнотай»;

4) Перевод ПС «Лазурная» 36/6 кВ на напряжение 220 кВ путем сооружения ВЛ 220 кВ от ПС «Лазурная», отпайкой к ВЛ АТЭЦ – ВТЭЦ – 2;

5) Перевод ПС «Лазурная» 36/6 кВ на напряжение 220 кВ путем захода одной линии с двухсторонним питанием от станций АТЭЦ и ВТЭЦ – 2.

Первый способ включает в себя следующие виды работ и сооружений:

Замена трансформаторов ТМН – 4000/35 на трансформаторы ТМН – 10000/35.

Второй способ включает в себя следующие виды работ и сооружений:

1) При проектировании ОРУ 110 КВ ПС «Лазурная» принять схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

2) Установить трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110/35/6 вместо трансформаторов ТМН – 4000/35;

3) сооружение ВЛ 110 кВ длиной 0,5 км от ПС «Лазурная», отпайкой к ВЛ Океан – Горнотай.

Третий способ включает в себя следующие виды работ и сооружений:

1) При проектировании ОРУ 110 КВ ПС «Лазурная» принять схему «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»;

2) Установить трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110/35/6 вместо трансформаторов ТМН – 4000/35;

3) сооружение одноцепной линии с двухсторонним питанием от ПС «Океан» и «Горнотай», протяженностью 1,6 км.

Четвертый способ включает в себя следующие виды работ и сооружений:

1) При проектировании ОРУ 220 кВ ПС «Лазурная» принять схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

2) Установить трехфазные трехобмоточные трансформаторы 220/35/6

вместо трансформаторов ТМН – 4000/35;

3) сооружение ВЛ 220 кВ длиной 2,8 км от ПС «Лазурная», отпайкой к ВЛ АТЭЦ – ВТЭЦ - 2.

Пятый способ включает в себя следующие виды работ и сооружений:

1) При проектировании ОРУ 220 КВ ПС «Лазурная» принять схему «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»;

2) Установить трехфазные трехобмоточные трансформаторы 220/35/6 вместо трансформаторов ТМН – 4000/35;

3) сооружение одноцепной линии с двухсторонним питанием от АТЭЦ и ВТЭЦ – 2, протяженностью 5,2 км.

Для №2 и №4 способов используется типовая схема 4Н, а для способов №3 и №5 типовая схема 5Н. Использование схемы 4Н является только первым этапом развития сети, для дальнейшего развития необходимо присоединение ко второй линии, строительство которой не планируется до 2025 года.

Техническое сравнение способов 1,3,и 5 проектируемой сети приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Технический анализ способов развития ПС «Лазурная»

Способ	Номинальное напряжение ячейки выключателя	Количество устанавливаемых выключателей на РУ ВН, шт	Суммарная длина линий, км
1	35	0	0
3	110	3	0,5
5	220	3	2,8

Количество выключателей для 3 и 5 способов равны, но стоимость ячейки одного комплекта элегазового выключателя 220 кВ превышает стоимость ячейки 110 кВ примерно в 1,8 раза. Также строительство ВЛ 220 кВ дороже строительства линии 110 кВ. Поэтому в дальнейшем рассмотрим 1 и 3 способы.

3.4.1 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение зависит от длины линии и активной мощности протекающей по линии. С увеличением номинального напряжения сети увеличиваются капитальные затраты на ее сооружение (включая стоимость подстан-

ций), но за счет уменьшения потерь энергии снижаются годовые эксплуатационные расходы.

При определении рационального напряжения используют номограммы. Для этого необходимо знать активную мощность и длину, определяемой сети. Номинальному напряжению 35 кВ соответствует передаваемая мощность 5 – 10 МВт на расстояние 30 – 50 км. Для номинального напряжения 110 кВ передаваемая мощность равна 25 – 50 МВт на расстояние 50 – 150 км.

Для первого варианта номинальное напряжение остается тем же – 110 кВ.

Для второго варианта рассмотрим выбранные способы развития ПС:

1) Для первого способа номинальное напряжение равно 35 кВ (заменяются только трансформатора на ПС «Лазурная»);

2) Для второго способа номинальное напряжение равно 110 кВ (ПС «Лазурная» подключается в разрез к уже существующей линии, номинальное напряжение которой равно 110 кВ).

3.4.2 Компенсация реактивной мощности

Генераторы электростанций являются основными источниками реактивной мощности в системе. Кроме генераторов существуют дополнительные источники реактивной мощности, устанавливаемые непосредственно на подстанциях потребителей, для уменьшения потерь мощности и напряжения в элементах сети, а также для уменьшения передаваемой по линиям электропередачи и трансформаторам мощности. Компенсация реактивной мощности влияет на номинальные мощности трансформаторов и сечения проводов линий.

Для компенсирующих устройств (КУ) суммарной расчетной мощности меньше 10 МВар принимают к установке батареи статических конденсаторов, в случае превышения значения 10 МВар, устанавливают СК или СТК. КРМ рассматривают, начиная с НН ПС.

Требуемая мощность компенсирующих устройств на две секции шин определяется по выражению:

$$Q_{KV}^{mp} = Q_{\max} - P_{\max} \cdot tg\varphi_{пред} = (tg\varphi_{расч} - tg\varphi_{пред}) \cdot P_{\max}, \quad (13)$$

где $tg\varphi_{расч}$ - расчетный коэффициент реактивной мощности, берется из контрольных замеров, из максимального режима или по типовым графикам;

$tg\varphi_{пред}$ предельный коэффициент реактивной мощности.

Требуемая мощность компенсирующих устройств, приходящаяся на одну секцию шин подстанции, Мвар:

$$Q_{КУ.сш}^{mp} = 1,1 \cdot \frac{Q_{КУ}^{mp}}{2}, \quad (14)$$

Мощность вырабатываемая устройством зависит от напряжения, поэтому мощность КУ берется с запасом 10 %:

$$Q_{КУ} = Q_{ном} \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2, \quad (15)$$

Согласно [18] предельные значения коэффициента реактивной мощности потребляемой в часы наибольших суточных нагрузок электрической сети равны: 0,5 для класса напряжения 110 кВ, для класса напряжения 1 - 35 кВ 0,4.

Реактивная мощность, которая будет передаваться по электрической сети после компенсации реактивной мощности ($Q_{неск}$) равна:

$$Q_{неск} = Q_{max} - Q_{КУ}^{\Phi}, \quad (16)$$

Для подстанции «Лазурная» $tg\varphi = 0,4$, поэтому компенсация реактивной мощности не требуется.

$$Q_{неск} = P_{max} \cdot tg\varphi, \quad (17)$$

$$Q_{неск} = 9,607 \cdot 0,4 = 3,84 \text{ МВар.}$$

Для потребителей, подключаемых к ПС «Спутник», «Сахарный ключ» коэффициент реактивной мощности равен 0,4. Следовательно, установка компенсирующих устройств на подстанциях не нужна.

3.4.3. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Исходной информацией для выбора мощности силовых трансформаторов является средняя активная мощность и некомпенсированная мощность, передаваемая через силовой трансформатор (из 24 часов только на 4 часа трансформатор загружен максимально). Если в составе нагрузки ПС имеются потребители первой категории или $P_{max} \geq 10$ МВт, то число устанавливаемых трансформаторов равно двум. Установка на ПС более двух трансформаторов должна быть обоснована.

Выбор трансформаторов производится по следующему выражению:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot k_3^{opt}}, \quad (18)$$

где P_{cp} – средняя активная мощность подстанции в зимний период, МВт;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность, МВар;

n_T – количество трансформаторов на подстанции;

k_3^{opt} – оптимальный коэффициент загрузки (0,7 для двухтрансформаторной подстанции).

Для подстанции «Лазурная» используем значение мощности проходящей через трансформаторы. Расчетная полная мощность силовых трансформаторов равна:

$$S_p = \frac{\sqrt{17,42^2 + 6,97^2}}{2 \cdot 0,7} = 13,402 \text{ МВА.}$$

Номинальная мощность силового трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов. Значение номинальной мощности должно быть больше расчетной. После силовых трансформаторов проверяется по коэффициенту загрузки:

$$k_{з.норм.реж} = \frac{\sqrt{P_{срз}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{Т.ном}}, \quad (19)$$

В нормальном режиме работы коэффициент загрузки находится в интервале от 0,5 до 0,7. В послеаварийном режиме, при отключении одного из трансформаторов, в интервале от 1 до 1,4.

Последним этапом проверки трансформаторов является проверка на послеаварийную загрузку. Эта проверка модулирует ситуацию переноса нагрузки двух трансформаторов на один.

$$k_{з.п.ав} = \frac{\sqrt{P_{срз}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Т.ном}}. \quad (20)$$

Для 1 способа третьего варианта, принято решение установить двухобмоточные трансформаторы ТМН – 10000/35. Проверим данные силовые трансформаторы по коэффициенту загрузки:

$$k_{з.норм.реж} = \frac{\sqrt{17,42^2 + 6,97^2}}{2 \cdot 10} = 0,938.$$

Коэффициент загрузки трансформатора при отключении другого:

$$k_{з.п.ав} = \frac{\sqrt{17,42^2 + 6,97^2}}{1 \cdot 10} = 1,876.$$

Таким образом, предложенный первый способ не прошел проверку по коэффициенту загрузки трансформаторов, поэтому в дальнейшем рассмотрим только второй способ развития сети.

Для второго способа третьего варианта выбираем трехобмоточные трансформаторы марки ТДТН – 16000/110/35. Для них находится коэффициент загрузки:

$$k_{з.норм.реж} = \frac{\sqrt{17,42^2 + 6,97^2}}{2 \cdot 16} = 0,586.$$

Коэффициент загрузки для послеаварийного режима, при отключении одного из трансформаторов:

$$k_{з.норм.реж} = \frac{\sqrt{17,42^2 + 6,97^2}}{1 \cdot 16} = 1,172.$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме находятся в допустимых пределах, следовательно, принимаем к установке трехмоточные трансформаторы марки ТДТН – 16000/110/35.

Для первого варианта выбираем силовые трансформаторы марки ТДТН – 40000/110/35.

Подробный расчет и проверка трансформаторов приведены в приложении А.

3.4.4. Выбор сечения линий электропередачи

От выбора сечения провода зависят такие параметры как затраты на сооружение линии, отчисления от них, а также потери электроэнергии и их стоимость за год. В большинстве случаев на ВЛ используются сталеалюминевые провода марки АС.

Выбор сечения с помощью метода экономической плотности тока является нецелесообразным, потому что «Использование устаревших значений плотности тока приводит к завышению выбираемого сечения проводов, следовательно, и увеличению стоимости ВЛ.» [24]. В качестве метода для выбора сечения линии электропередачи используем метод экономических токовых интервалов.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями вычисляется по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{(P_{\max}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (21)$$

где P_{\max}^3 - поток зимнего максимума активной мощности;

$Q_{\text{неск}}$ - поток зимнего максимума некомпенсированной реактивной мощности;

n - количество цепей в линии.

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети. Расчетные токи на участках рассчитываются по формуле:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (22)$$

где α_i - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;
 α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_M .

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

Число часов использования максимума нагрузки возьмем по отопительному сезону, который равен 196 дням, т.е. $T_M=4704$ ч. Для ВЛ 110 – 330 кВ, согласно [4], для T_M больше 4000 часов α_T принимается равным 1,05.

Произведем расчеты для линии, соединяющей ПС «Лазурная» с линией Муравейка – Горноста́й, с помощью отпайки.

Поток мощности, протекающий по этой линии, возьмем из эквивалента, составленном в ПВК Rastrwin3. Поток равен $17+i3,6$. Найдем максимальный ток, протекающий по линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{17^2 + 3,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 0,091 \text{ кА},$$

$$I_p = 0,091 \cdot 1,05 \cdot 1,05 = 0,100 \text{ кА},$$

Учитывая, что район по гололеду 4, количество цепей равно одной, материал опоры – сталь, то по экономическим токовым интервалам для Дальнего востока принимаем провод марки АС – 185.

В соответствии с ЭТС т.3, сечение проводов ВЛ на ответвлениях до 2 км, при сооружении от основной линии, принимаются такими же, как на основном участке. ПС «Лазурная» находится на расстоянии 0,5 км от основной линии Горноста́й – Океан, поэтому, на этом участке принимаем провод, как и на основном участке – АСКП – 240/56.

Проверим ВЛ Зеленый угол – Горностай, так как при присоединении ПС «Лазурная» к ВЛ Горностай – Океан, поток мощности протекающий через эту линию увеличится.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{16^2 + 13,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 0,110 \text{ кА},$$

$$I_p = 0,110 \cdot 1,05 \cdot 1,05 = 0,121 \text{ кА},$$

Провод АС 240/32 используемый для ВЛ Зеленый угол – Горностай прошел проверку в нормальном режиме.

Расчеты выбора проводов для 1 варианта представлены в приложении А.

Для первого варианта необходимо заменить провода марки АС – 120 и М – 70 на линии Чайка – Спутник на провода марки АСКП – 240 (длина линии 6,15 км). Также на линии Волна – Чайка необходимо заменить провода марки АС – 120 и М – 70 на провода марки АСКП – 240 (длина участка 3,95 км) и установить вторую линию от ПС «Волна» до ПС «Чайка» длиной 8,49 км. На ПС «Волна» имеется свободная ячейка для подключения новой линии.

3.4.5 Проверка провода по допустимой потере напряжения

При передаче электроэнергии по проводам, напряжение в конце линии снижается из-за сопротивления проводов.

При расчете любой линии электропередачи отклонения напряжений не должны превышать допустимых норм, сети, выбранные по току нагрузки и рассчитанные на нагрев, как правило, проверяют по потере напряжения.

Потерей напряжения ΔU называют разность напряжений в начале и конце линии (участка линии). ΔU принято определять в относительных единицах — по отношению к номинальному напряжению

Согласно ПУЭ, для силовых сетей отклонение напряжения от нормального должно составлять не более $\pm 5 \%$, для сетей электрического освещения промышленных предприятий и общественных зданий — от $+ 5 \%$ до $- 2,5 \%$, для сетей электрического освещения жилых зданий и наружного освещения $\pm 5 \%$. При расчете сетей исходят из допустимой потери напряжений.

Проверим ВЛ Зеленый угол – Горностаи по допустимой потере напряжения для второго варианта.

Потеря напряжения в каждом проводе трехфазной линии подсчитывается по формуле:

$$\Delta U_{расч} = \frac{r_0 \cdot P \cdot L}{U_{ном}} + \frac{x_0 \cdot Q_{неск} \cdot L}{U_{ном}}, \quad (23)$$

$$\Delta U_{расч} = \frac{0,118 \cdot 16 \cdot 5,8}{110} + \frac{0,405 \cdot 13,4 \cdot 5,8}{100} = 0,39 \text{ кВ.}$$

Допустимая потеря напряжения равна $\Delta U = 5,5$ кВ. $\Delta U_{расч}$ меньше допустимой потери напряжения, значит, выбранное сечение провода удовлетворяет условиям.

3.5 Выбор итогового варианта

Выбор вариантов производится на основе технико – экономического сравнения. При расчете затрат используются данные укрупненных стоимостных показателей (УКП). Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей применяются при выполнении проектных работ по развитию энергосистем и электрических сетей напряжением 35 – 1150 кВ [29]. УКП приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

3.5.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

В капитальные вложения на сооружение линий для первого варианта войдут:

- демонтаж проводов на линии Чайка – Спутник длиной 6,15 км и Волна – Чайка длиной 3,95 км;

- установка провода АСК – 240 на линии Чайка - Спутник вместо демонтируемых проводов;

- строительство двухцепной линии Волна – Чайка на стальных опорах;

В капитальные вложения на сооружение линий для второго варианта войдут:

Подключение ПС «Лазурная» к линии Горностай – Океан.

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

Базисная стоимость воздушных линий рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{ВЛЭП} = k_{ветра} \cdot k_{трас} \cdot \sum_{i=1}^n C_i \cdot l_{ij}, \quad (24)$$

где $k_{ветра}$ – коэффициент скоростного напора ветра, равен 1,06;

$k_{трас} = 1,3$ – территориальный коэффициент, для Дальнего Востока равен 1,3;

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

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

Базисная стоимость воздушной линии Чайка – Спутник для первого варианта:

$$K_{ВЛЭП} = 1,06 \cdot 1,3 \cdot 6,15 \cdot 1100 = 9322,2 \text{ тыс. руб.}$$

Базисная стоимость воздушных линий для второго варианта:

$$K_{ВЛЭП} = 1,06 \cdot 1,3 \cdot 0,5 \cdot 1600 = 1102,4 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в сооружение ВЛЭП с учетом прочих затрат находится по формуле:

$$K_{ВЛ\Sigma} = (K_{ВЛ} + K_{прос} + K_{леж.дор}) \cdot k_{пр.зат} + K_{пост.от.з} + K_{выкл} + K_{дем}, \quad (25)$$

где $K_{прос}$ - стоимость вырубki просеки;

$K_{леж.дор}$ - суммарные вложения на устройство лежневых дорог;

$k_{пр.зат} = 1,125$ - коэффициент, учитывающий прочие расходы на сооружение ВЛ, которые составляют 12,5 %;

$K_{пост.от.з}$ - стоимость постоянного отвода земли при строительстве воздушной линии;

$K_{выкл}$ - установка выключателей по концам электропередачи;

$K_{дем}$ - демонтаж проводов.

Вследствие того, что для первого варианта одноцепные ВЛ уже построены и необходимо установить вторую цепь, то затраты на вырубку просеки, вложения на устройство лежневых дорог и постоянного отвода земли мы частично не учитываем. Воспользуемся такой величиной как «Снижение стоимости строительства двухцепной ВЛ при прокладке первой цепи» для которой при прокладке второй цепи сечением проводов до 150 мм² снижение стоимости равно 220 тыс. руб/км, а для проводов сечением 185 – 240 мм² равно 330 тыс. руб/км.

Таким образом, затраты на сооружение ВЛЭП для первого и второго вариантов составили:

$$K_{ВЛ\Sigma 1} = (8511,6 + 7839,9 + 9322,2) \cdot 1,125 + 14000 + 62,8 = 42945,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ВЛ\Sigma 2} = (1102,4 + 47,5 + 185) \cdot 1,125 + 0,25 + 2 \cdot 7000 = 15502,3 \text{ тыс. руб.}$$

3.5.2 Капитальные затраты на сооружение ПС

Строительство новых РУ для ПС «Спутник» не нужно, поэтому в капитальные вложения на сооружение ПС для первого варианта войдут:

- демонтаж силовых трансформаторов мощностью 25 МВА;
- установка силовых трансформаторов мощностью 40 МВА.

В капитальные вложения на сооружение ПС для второго варианта войдут:

- Строительство ОРУ 110 кВ, ЗРУ 35 кВ и ЗРУ 6 кВ;
- демонтаж выключателей 35 кВ;
- демонтаж силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА;
- установка силовых трансформаторов мощностью 16 МВА.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций с учетом прочих затрат вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ}) \cdot k_{тер} \cdot k_{проч.зат} + K_{ПС.зем\Sigma}, \quad (26)$$

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

$K_{ТР}$ – капиталовложения в трансформаторы;

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

$k_{тер}$ – районный коэффициент для Приморского края;

$k_{проч.зат} = 1,175$ - коэффициент, учитывающий прочие расходы;

$K_{ПС.зем\Sigma}$ – стоимость постоянного отвода земель.

Суммарные капиталовложения на ПС для первого варианта:

$$K_{ПС1} = 69,6 + 19000 = 19069,6 \text{ тыс. руб.},$$

Суммарные капиталовложения на ПС для второго варианта:

$$K_{ПС2} = 28 + 41500 + 14800 + 3,8 = 56331,8 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения на отведение земли не требуется, по причине того, что ПС «Лазурная» и ПС «Спутник» существующие подстанции.

3.5.3 Расчет издержек

Общие издержки находят по формуле [29]:

$$I = I_{AM} + I_{PЭО} + I_{ΔW}, \quad (27)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{PЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{ΔW}$ – затраты на передачу электроэнергии.

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (28)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,0085$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$).

Определим издержки на эксплуатацию и ремонт для первого и второго вариантов:

$$I_{PЭО1} = 0,059 \cdot 42945,76 + 0,0085 \cdot 19069,6 = 2695,89 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{PЭО2} = 0,059 \cdot 15502,01 + 0,0085 \cdot 56331,8 = 1393,439 \text{ тыс.руб.}$$

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

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{СЛ}}, \quad (29)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования (для ВЛ - 15 лет, для оборудования ПС – 20 лет).

Издержки на амортизацию для первого и второго вариантов:

$$I_{AM} = \frac{19069,6}{20} + \frac{42945,76}{15} = 3816,53 \text{ тыс. руб/год,}$$

$$I_{AM} = \frac{56331,8}{20} + \frac{15502,01}{15} = 3850,057 \text{ тыс. руб/год.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (30)$$

где ΔW - потери электроэнергии, для первого варианта равна 102054 МВт*ч, для второго 101178 МВт*ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт*ч электроэнергии, равен 1,67 руб/МВт*ч.

Определим издержки стоимости потерь электроэнергии для первого и второго вариантов:

$$I_{\Delta W} = 1,67 \cdot (0,25 \cdot 4704 + 0,083 \cdot 4056) = 2526,122 \text{ тыс. руб/год,}$$

$$I_{\Delta W} = 1,67 \cdot (0,09 \cdot 4704 + 0,03 \cdot 4056) = 910,217 \text{ тыс. руб/год.}$$

Полный расчет издержек для обоих вариантов приведен в приложении Б.

3.5.4 Определение затрат и себестоимости электроэнергии

Затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (31)$$

где E – норматив дисконтирования. Он принимается равным ставке рефинансирования ЦБ РФ, и равен 0,0825.

Определим затраты для каждого из вариантов:

$$Z_1 = 0,0825 \cdot 62015,36 + 9038,544 = 14154,811 \text{ тыс.руб.},$$

$$Z_2 = 0,0825 \cdot 71833,81 + 6153,71 = 12080 \text{ тыс.руб.}$$

Сравнительные характеристики полученных результатов сводятся в соответствующую таблицу.

Таблица 22 – Экономическое сравнение вариантов

Экономический показатель	1 вариант	2 вариант
К, руб	62 015 359	71 833 813
И, руб	9 038 544	6 153 713
З, руб	14 154 811	12 080 003
$I_{\Delta W}$, руб	2 526 122	910 217

Определяется погрешность для стоимости потерь в двух проектируемых вариантах сети по следующей формуле:

$$\varepsilon = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100 \%, \quad (32)$$

$$\varepsilon = \frac{14154811 - 12080003}{14154811} \cdot 100\% = 14,658 \%$$

Если приведенные затраты отличаются больше, чем на 5 %, то выбираем вариант, где приведенные затраты меньше. Если нет, то выбираем вариант где $I_{\Delta W}$ меньше.

Выбираем второй вариант, у которого приведенные затраты и годовые потери меньше.

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (33)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I_{Σ} – суммарные издержки.

Суммарные издержки на май 2018 года будут равны:

$$I_{\Sigma_{совр}} = 6153,71 \cdot 6,17 = 37968411,29 \text{ руб.}$$

Себестоимость передачи и распределения равна:

$$C = \frac{37968411,292}{4704 \cdot 9,3 + 4056 \cdot 3,8} = 0,642.$$

Тогда себестоимость передачи и распределения электроэнергии составит 0,642 руб./кВт·ч.

В таблице 23 приведены экономические показатели с учетом коэффициента инфляции на 2018 год.

Таблица 23 – Экономические показатели

Экономический показатель	
К, руб	443 214 626
И, руб	37 968 411
З, руб	74 533 618
$I_{\Delta w}$, руб	5 616 038

Подробный расчет приведен в приложении Б.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Очень важно правильно выбирать токоведущие части и аппараты, токоограничивающие устройства и другое оборудование на подстанции. Для осуществления указанных мероприятий необходимо уметь определять ток короткого замыкания в любой интересующий момент. В настоящее время расчет токов короткого замыкания чаще проводят с помощью ЭВМ.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны.

В трёхфазных электроустановках чаще всего возникают однофазные короткие замыкания (70-95 %), но также имеют место и трёх- и двухфазные короткие замыкания. Также могут возникать двухфазные короткие замыкания на землю. Наиболее тяжёлым из режимов для сети является режим трехфазного короткого замыкания. Так как при трехфазном коротком замыкании все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, то это короткое замыкание является симметричным. Остальные короткие замыкания называют несимметричными. Короткие замыкания сопровождаются увеличением токов в повреждённых фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов короткого замыкания приводит к увеличению потерь в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Таким образом, режим короткого замыкания является аварийным, и необходимо уметь определять значение тока короткого замыкания в любой точке электроэнергетической системы в любой момент времени.

4.1 Определение параметров элементов схемы для расчета токов КЗ

Для расчета токов КЗ в ПВК RastrWin 3 необходимо определить реактивное сопротивление прямой последовательности генератора и его ЭДС.

$$x = \frac{x''_d \cdot U_{ном}^2}{S_n}, \quad (34)$$

$$E = E''_d \cdot U_{ном} \cdot \quad (35)$$

По [23] среднее значение сверхпереходной ЭДС при номинальных условиях для турбогенераторов мощностью до 100 МВт равно 1,08 о.е. Для турбогенераторов мощностью более 100 МВт это значение равно 1,13 о.е.

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генератора ТВФ-100-2ЕУ3 и его ЭДС по формуле (23):

$$x_{n.n.} = \frac{0,191 \cdot 10,5^2}{125} = 0,168,$$

$$E = 1,08 \cdot 10,5 = 11,34 \text{ кВ.}$$

Реактивное сопротивление обратной последовательности рассчитывается по формуле:

$$x_{o.n.} = 1,22 \cdot x_{n.n.}, \quad (36)$$

$$x_{o.n.} = 1,22 \cdot 0,168 = 0,205.$$

Сопротивления ЛЭП обратной последовательности равны значениям сопротивлений прямой последовательности.

В приближённых расчётах токов КЗ для расчёта параметров нулевой последовательности ЛЭП можно использовать отношения x_0/x_1 . Для одноцепной линии без заземленных тросов это отношение равно 3,5. Для двухцепной линии без заземленных тросов 5,5.

4.2 Расчет токов короткого замыкания в ПВК RastrWin3

Для выбора токоведущих частей и аппаратов, токоограничивающих устройств и другого оборудования на подстанции необходимо рассчитать токи короткого замыкания на ВН,СН и НН подстанции «Лазурная».

Максимальные токи КЗ на шинах 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ ПС «Лазурная» представлены в таблице 23.

Таблица 24 – Токи КЗ на шинах ПС «Лазурная»

Место короткого замыкания	Вид короткого замыкания		
	Однофазное	Двухфазное	Трёхфазное
Шина ВН 110 кВ	1,973	3,761	7,541
Шина СН 35 кВ	2,552	3,114	6,232
Шина НН 6 кВ	7,646	7,646	15,296

Наибольшее начальное значение апериодической составляющей тока КЗ в общем случае следует считать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент времени КЗ:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)}. \quad (37)$$

Ударные токи определяем по формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no1}^{(3)} \cdot K_{y\partial}, \quad (38)$$

где $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент.

По ГОСТ Р 52735-2007 «Короткие замыкания в электроустановках» ударный коэффициент $K_{y\partial} = 1,8$, а постоянная затухания апериодической составляющей тока $T_A = 0,05$ с для КЗ на присоединении повышенного напряжения подстанции. Для КЗ на присоединении вторичного напряжения подстанции $K_{y\partial} = 1,85$ и $T_A = 0,06$ с.

Произведем расчет апериодической составляющей тока КЗ и ударного тока КЗ для ВН ПС «Лазурная».

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 7,541 = 10,665 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,541 \cdot 1,8 = 19,196 \text{ кА}.$$

Значения апериодической составляющей тока КЗ и ударного тока КЗ приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Аперiodическая составляющая тока КЗ и ударный ток КЗ

Место короткого замыкания	Ударный ток КЗ, кА	Аперiodическая составляющая тока КЗ, кА
Шина ВН 110 кВ	19,196	10,665
Шина СН 35 кВ	16,305	8,813
Шина НН 6 кВ	40,019	21,632

Для выбора уставок релейной защиты необходимы значения минимальных токов КЗ.

Минимальные токи КЗ на шинах 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ ПС «Лазурная» представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Токи КЗ на шинах ПС «Лазурная»

Место короткого замыкания	Вид короткого замыкания		
	Однофазное	Двухфазное	Трёхфазное
Шина ВН 110 кВ	1,795	3,459	6,934
Шина СН 35 кВ	2,290	2,810	5,623
Шина НН 6 кВ	6,770	6,770	13,543

Максимальный рабочий ток РУ 110 кВ, А:

$$I_{p.\max} = (1,3-1,4) \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{py.vn}}, \quad (39)$$

где S_T - суммарная мощность силовых трансформаторов на подстанции, кВар;

$U_{py.vn}$ - класс напряжения РУ, кВ.

$$I_{p.\max} = (1,3-1,4) \cdot \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,03 \text{ А.}$$

В таблице 27 приведены значения максимального рабочего тока на ПС

Таблица 27 – Значения максимального рабочего тока на ПС

	ВН	СН	НН
$I_{p.\max}$, А	117,03	369,5	1959,5

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ «ЛАЗУРНАЯ» 110/35/6 КВ

Для правильного выбора оборудования на РУ ПС необходимы данные: расчета токов КЗ, схем РУ, а также значения максимальных рабочих токов. В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования:

- высоковольтных выключателей, разъединителей и другой коммутационной аппаратуры (выключателей нагрузки, короткозамыкателей, отделителей и т.п.) для всех основных цепей;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- сборных шин на всех напряжениях;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами;
- устройств для защиты от перенапряжений;
- трансформатора собственных нужд подстанции.

Выбранные токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок не только в нормальном режиме, но и в аварийном. При выборе следует учитывать конкретные условия, а именно: географическое расположение подстанции, т.е. климатические условия, род установки (наружный или внутренний). В РУ 110 кВ и выше целесообразно устанавливать однотипное оборудование, хотя отдельные аппараты могут отличаться своими параметрами [12].

5.1 Разработка подробной однолинейной схемы подстанции

Все элементы распределительных устройств подстанции должны надёжно работать в условиях нормального режима, а также обладать запасом по термической и динамической стойкости при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе основного оборудования проводится проверка для длительного рабочего и кратковременного аварийного режима, которые существуют в процессе эксплуатации. Для территорий с агрессивной средой

(высокая влажность, температура, загрязненность воздуха и др.) основное оборудование может производиться специального исполнения.

Схемы РУ ПС при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

- Обеспечивать коммутацию заданного числа высоковольтных линий (ВЛ), трансформаторов и автотрансформаторов (Т) и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития ПС;

- Обеспечивать требуемую надежность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования;

- Учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;

- Обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы;

- Обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности;

- Схемы РУ должны позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт.

Примем следующие схемы распределительных устройств:

- ОРУ 110 кВ по схеме «5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

Используя информацию о количестве присоединений, принимаем следующие схемы распределительных устройств:

РУ ВН выполняется в открытом исполнении, так как по [16] в районах с условиями загрязнения, превышающими 4-ю степень, как правило, следует

предусматривать сооружение ЗРУ. На рассматриваемом участке степень загрязнения равна третьей.

- КРУ 35 кВ по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин». РУ СН Выполняется в закрытом исполнении так как для КРУ – 35 кВ требуется меньше отводимой земли.

- КРУ 6 кВ по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин».

Согласно [16] электроприемники 1 категории в нормальном режиме обеспечиваются электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания, в качестве таких источников питания в схеме приняты I и II секция шин 35 кВ, I и II секция шин 6 кВ.

Подробная однолинейная схема подстанции «Лазурная» изображена на втором листе графической части дипломного проекта.

5.2 Выбор и проверка выключателей

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

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия, по которым происходит выбор выключателя:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя;
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

В данном дипломном проекте предусматривается установка элегазовых выключателей, которые обладают рядом преимуществ:

- Газ SF₆ обладает отличной изоляцией, физическими и химическими свойствами. Он не воспламеняется, следовательно, отсутствует риск взрыва и воспламенения;
- Элегазовые выключатели обладают, относительно других выключате-

лей, простой, также не требуют обслуживания;

- отсутствует загрязнение выключателя влагой, пылью, песком и т.д. из-за герметичной конструкции;

Выберем выключатель элегазовый колонковый ВГТ – 110 УХЛ1 для РУ ВН 110 кВ.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

1) Проверка выключателя по напряжению места установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (40)$$

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

2) Проверка выключателя по длительному току:

$$I_{max.ВН} \leq I_{ном}, \quad (41)$$

$$I_{max.ВН} = 117,03 \text{ А}; I_{ном} = 2000 \text{ А}.$$

3) Проверка на отключающую способность периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{П\tau} \leq I_{отк.ном}, \quad (42)$$

$$I_{П\tau} = 7,541 \text{ кА}; I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}.$$

4) Проверка на отключающую способность апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a\tau} \leq i_{a.ном}, \quad (43)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \frac{\beta_H}{100}, \quad (44)$$

где $i_{a\tau}$ апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени;

β_H - допустимое относительное содержание апериодической составляющей

щей в токе отключения (по паспорту $\beta_H = 45 \%$);

$I_{отк.ном}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{45}{100} = 25,46 \text{ кА},$$

$$i_{ат} = 10,65 \text{ кА}; i_{a.ном} = 25,46 \text{ кА}.$$

5) Проверка на включающую способность по условиям:

$$i_{уд} \leq i_{вкл}, \quad (45)$$

$$I_{ПО}^{(3)} \leq I_{вкл}, \quad (46)$$

$$I_{вкл} = 40 \text{ кА}; i_{вкл} = 2,5 \cdot 40 = 100 \text{ кА}; i_{уд} = 19,196 \text{ кА}; I_{ПО}^{(3)} = 7,541 \text{ кА}.$$

Условия выполняются.

5) Для проверки на термическую устойчивость используют формулу:

$$B_K = I_{но}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (47)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя, принимаем $t_{откл} = 0,055$ с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс определяется для 2 и 3 ступени селективности релейной защиты, поэтому необходимо учесть выдержку времени. Таким образом, время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл}, \quad (48)$$

где Δt – выдержка времени для срабатывания релейной защиты ($\Delta t = 1,5$ с).

$$t_{откл} = 1,5 + 0,055 = 1,555 \text{ с}.$$

Тепловой импульс тока КЗ

$$B_{КЗ} = 7,541^2 \cdot (1,555 + 0,05) = 91,27 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс, выдерживаемый выключателем равен:

$$B_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T, \quad (49)$$

где I_T - ток термической стойкости выключателя, по каталогу равен 40 кА;

t_T - время термической стойкости, по каталогу равно 3 с.

$$B_{к.ном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}.$$

Полученные данные приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Проверка Выключателя ВГТ – 110 – 40/2000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 117,03 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,20 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 91,27 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 7,54 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 7,54 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 25,46 \text{ кА}^2\text{с}$	$i_{ат} = 10,67 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

Паспортные данные выключателя превышают расчетные значения, поэтому принимаем его к установке.

Выключатели ВГТ – 110 – 40/2000 УХЛ1 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ. Они состоят из трех полюсов (колонн), установленных на общей раме и управляемых одним пружинным приводом ППрМ. Конструкция взрывобезопасного исполнения.

Для КРУ 35 кВ выбираем элегазовый выключатель марки HD4 – 36.

Результаты выбора и проверки представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Проверка выключателя HD4 – 36

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 36$ кВ	$U_p = 35$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630$ А	$I_{pMAX} = 369,50$ А	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 40$ кА	$i_{уд} = 16,31$ кА	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 768$ кА ² с	$B_K = 42,92$ кА ² с	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 16$ кА	$I_{по} = 6,23$ кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 16$ кА	$I_{по} = 6,23$ кА	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 11,2$ кА ² с	$i_{ат} = 8,81$ кА ² с	$I_{ат} \leq i_{аном}$

Расчеты для выбора выключателя, основные формулы приведены ниже.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 16 \cdot \frac{50}{100} = 11,2 \text{ кА},$$

$$B_{K3} = 6,23^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 42,92 \text{ кА},$$

$$B_{к.ном} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}.$$

Паспортные данные выключателя удовлетворяют необходимым условиям, поэтому принимаем его к установке.

Для КРУ 6 кВ выбираем элегазовый выключатель марки LF2 – 6 – 40/2000.

Результаты выбора и проверки представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Проверка элегазового выключателя LF2 – 6 – 40/2000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 6,3$ кВ	$U_p = 6$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000$ А	$I_{pMAX} = 1959,50$ А	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 102$ кА	$i_{уд} = 40,19$ кА	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800$ кА ² с	$B_K = 141,55$ кА ² с	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{по} = 15,30$ кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40$ кА	$I_{по} = 15,30$ кА	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 28$ кА ² с	$i_{ат} = 21,63$ кА ² с	$I_{ат} \leq i_{аном}$

Расчеты для выбора выключателя, основные формулы приведены ниже.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{50}{100} = 28 \text{ кА},$$

$$B_{КЗ} = 15,30^2 \cdot (0,555 + 0,05) = 141,55 \text{ кА},$$

$$B_{к.ном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}.$$

Паспортные данные выключателя удовлетворяют необходимым условиям, поэтому принимаем его к установке.

Подробный расчет приведен в приложении В.

5.3 Выбор комплектного распределительного устройства

Из – за расположения ПС «Лазурная» на побережье Уссурийского залива на РУ 35 кВ и 6 кВ необходимо использовать готовые ячейки заводского изготовления – КРУ. Поэтому необходимо согласовать тип выключателя с типом КРУ.

Для РУ 35 кВ выберем КРУ серии К – 130 исполнения – УХЛЗ —рабочие температуры которого не ниже - 60 °С и не выше + 40 °С., конструкция которого совместима с выбранным элегазовым выключателем HD4 – 36.

Для РУ 6 кВ выберем КРУ серии К – 104М исполнения УЗ, конструкция которого совместима с выбранным элегазовым выключателем LF – 2. Нижнее значение температуры окружающего воздуха минус 25°С. При температуре - 25°С и ниже необходимо осуществлять подогрев помещения распределительного устройства (РУ).

5.4 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но из-за того, что разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой, отсутствует проверка на коммутационную способность [1].

Для ОРУ – 110 кВ по напряжению и максимальному рабочему току выберем два разъединителя, в зависимости от количества заземляющих ножей марок РПД - 1-110/1250 УХЛ1 и РПД - 2-110/1250 УХЛ1 (разъединитель подвесной с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 31.

Таблица 31 – Проверка разъединителей РПД - 1-110/1250 УХЛ1 и РПД - 2-110/1250 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110$ кВ	$U_p = 110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1250$ А	$I_{pMAX} = 117,03$ А	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 64$ кА	$i_{уд} = 19,20$ кА	$I_{уд} \leq i_{дин}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1875$ кА ² с	$V_K = 91,27$ кА ² с	$V_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 625$ кА ² с	$V_K = 91,27$ кА ² с	$V_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

Для КРУ марки К - 130 выберем разъединитель марки РВР – 35/630 УЗ в однополюсном исполнении, номинальный рабочий ток 630 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 32.

Таблица 32 – Проверка разъединителя РВР – 35/630 УЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35$ кВ	$U_p = 35$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630$ А	$I_{pMAX} = 369,50$ А	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 51$ кА	$i_{уд} = 16,31$ кА	$I_{уд} \leq i_{дин}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1200$ кА ² с	$V_K = 42,92$ кА ² с	$V_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 400$ кА ² с	$V_K = 42,92$ кА ² с	$V_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Для КРУ марки К – 104М исполнения У3 выберем разъединитель марки РВК - 10/2000 - У3 в однополюсном исполнении, номинальный рабочий ток 2000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 33.

Таблица 33 – Проверка разъединителя РВР - 10/2000 - У3

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 1959,50 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 85 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40,19 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 141,55 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Подробный расчет приведен в приложении В.

5.5 Выбор и проверка ошиновки

В закрытых РУ 6 – 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения [11].

В качестве жестких шин для КРУ – К - 104М У3 выбраны алюминиевые шины АДЗ1Т прямоугольного сечения $10 \times 100 \text{ мм}$, $S = 1000 \text{ мм}^2$, с допустимым номинальным током $I_{доп.ном} = 1876 \text{ А}$. Проверка шин приведена в таблице 34.

Таблица 34 – Проверка жестких шин на КРУ 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{доп} = 2072,11 \text{ А}$	$I_{maxнн} = 1959,5 \text{ А}$	$I_{maxнн} < I_{доп}$
$q_{min} = 280,61 \text{ мм}^2$	$S = 1000 \text{ мм}^2$	$q_{min} < S$
$\sigma_{доп} = 75 \text{ Мпа}$	$\sigma_{расч} = 20,98 \text{ Мпа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

Полный расчет приведен в приложении В.

В качестве жестких шин для КРУ – К – 130 УХЛЗ выбраны алюминиевые шины АДЗ1Т прямоугольного сечения 5×25 мм, $S = 125 \text{ мм}^2$, с допустимым номинальным током $I_{\text{доп.ном}} = 346$ А. Проверка шин приведена в таблице 35.

Таблица 35 – Проверка жестких шин на КРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{\text{доп}} = 382,52 \text{ А}$	$I_{\text{maxнн}} = 369,5 \text{ А}$	$I_{\text{maxнн}} < I_{\text{доп}}$
$q_{\text{min}} = 114,27 \text{ мм}^2$	$S = 125 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} < S$
$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ Мпа}$	$\sigma_{\text{расч}} = 5,58 \text{ Мпа}$	$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$

Для соединения РУ с трансформаторами используются гибкие шины выполненные проводами АС. Для соединения РУ 6 - 10 кВ с трансформаторами применяют пучки проводов, два из которых сталеалюминевые (несут на себе механическую нагрузку), а остальные – алюминиевые (являются токоведущими).

Проверка на термическую стойкость проводов линий не производится, так как провода выполнены голыми проводами на открытом воздухе. На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_{\text{к}}^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ и провода ВЛ при $i_{\text{y}} \geq 50 \text{ кА}$. Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше.

В качестве гибкой ошиновки на РУ ВН примем провод АС – 120/19 мм². Проверка гибкой ошиновки РУ ВН приведена в таблице 36.

Таблица 36 – Проверка гибкой ошиновки РУ ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$	$I_{\text{maxнн}} = 117,57 \text{ А}$	$I_{\text{maxнн}} < I_{\text{доп}}$
$q_{\text{э}} = 53,44 \text{ мм}^2$	$S = 120 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} < S$
$E_0 = 30 \text{ кВ/см}$	$E = 18,80 \text{ кВ/см}$	$E \leq E_0$

В качестве гибкой ошиновки на РУ СН примем провод АС – 185/29 мм².
Проверка гибкой ошиновки РУ СН приведена в таблице 37.

Таблица 37 – Проверка гибкой ошиновки РУ СН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{доп} = 510 \text{ А}$	$I_{maxнн} = 369,5 \text{ А}$	$I_{maxнн} < I_{доп}$
$q_3 = 167,96 \text{ мм}^2$	$S = 185 \text{ мм}^2$	$q_{min} < S$
$E_0 = 29,3 \text{ кВ/см}$	$E = 5,3 \text{ кВ/см}$	$E \leq E_0$

В качестве гибкой ошиновки на РУ НН примем провод АС – 500/64 мм² и два провода А – 240, диаметр одного провода 20 мм. Проверка гибкой ошиновки РУ НН приведена в таблице 38.

Таблица 38 – Проверка гибкой ошиновки РУ НН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{доп} = 2180 \text{ А}$	$I_{maxнн} = 1959,5 \text{ А}$	$I_{maxнн} < I_{доп}$
$q_3 = 890,68 \text{ мм}^2$	$S = 980 \text{ мм}^2$	$q_{min} < S$

Полный расчет приведен в приложении В.

5.6 Выбор и проверка изоляторов

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

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60 % от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

В качестве изоляторов для КРУ 35 кВ выберем опорные изоляторы ИО – 35 - 3,75 УЗ и проходные изоляторы ИППУ-35/1000 - 8 УХЛ1.

Опорный изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad (50)$$

где K_h - поправка на высоту прямоугольных шин.

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h/2}{H_{из}}, \quad (51)$$

где $H_{из}$ - высота изолятора;

b - ширина токоведущей шины;

h - высота токоведущей шины.

Проверка выбранных изоляторов приведена в таблице 39.

Таблица 39 – Проверка выбранных изоляторов для КРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Опорные изоляторы		
$U_H = 35$ кВ	$U_p = 35$ кВ	$U_p \leq U_H$
$F_{дон} = 2250$ Н	$F_{расч} = 92,04$ Н	$F_{расч} < F_{дон}$
Проходные изоляторы		
$U_H = 35$ кВ	$U_p = 35$ кВ	$U_p \leq U_H$
$F_{дон} = 4800$ Н	$F_{расч} = 57,52$ Н	$F_{расч} < F_{дон}$

В качестве изоляторов для КРУ 6 кВ выберем опорные изоляторы ИО – 6 - 3,75 УЗ и проходные изоляторы ИП - 6/400 - 3,75 УХЛ2.

Проверка выбранных изоляторов приведена в таблице 40.

Таблица 40 – Проверка выбранных изоляторов для КРУ 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Опорные изоляторы		
$U_H = 6$ кВ	$U_p = 6$ кВ	$U_p \leq U_H$
$F_{дон} = 2250$ Н	$F_{расч} = 799,19$ Н	$F_{расч} < F_{дон}$
Проходные изоляторы		

$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$F_{дон} = 2250 \text{ Н}$	$F_{расч} = 349,3 \text{ Н}$	$F_{расч} < F_{дон}$

В качестве подвесных изоляторов на ОРУ 110 кВ для крепления гибких проводов принимаем изоляторы типа ЛК-70/110 – X – УХЛ1.

Подвесные изоляторы выбирают:

- по номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по номинальному току $I_{ном} \geq I_{макс}$.

На механическую прочность подвесные изоляторы не проверяются, так как расстояния между фазами принимаются большими и при выборе полимерных изоляторов механические нагрузки уже учтены.

5.7 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (52)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_{ПР} \approx R_{ПР}.$$

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $Z_{ПРИБ}$, сопротивления соединительных проводов $R_{ПР}$ и переходного сопротивления контактов R_K :

$$Z_2 = Z_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K. \quad (53)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 [11]. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, считая, что $Z_{ПРОВ} = R_{ПРОВ}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 33.

Для подключения АИИС КУЭ трансформаторы тока напряжением 220 кВ и выше должны иметь измерительную обмотку класса точности $0,2 \text{ S}$, для напряжения 150 кВ и ниже - $0,5 \text{ S}$.

Таблица 41 – Приборы, подключаемые к ТОГФ 110 - УХЛ1

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020-5	-	0,6	-
Ваттметр	СР3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	0,07	-
Счетчик АЭ и РЭ	RD-30	1,5	1,5	1,5
ИТОГО		1,64	2,17	1,57

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ НОМ}} \geq \sum(Z_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K). \quad (54)$$

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТОГФ 110 - УХЛ1. Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$z_{НАГР} = \sum z_{ПРИБ} + r_{ПР} + r_K, \quad (55)$$

$$r_{ПР} = z_{2 \text{ НОМ}} - \sum z_{ПРИБ} - r_K, \quad (56)$$

где $r_{ПР}$ – сопротивление проводов;

$z_{2 \text{ НОМ}}$ = - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum z_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\Sigma z_{2ном} = \frac{\Sigma S_{2ном}}{I_{2н}^2}, \quad (57)$$

где $\Sigma S_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка ТТ;

$I_{2н}$ – вторичный номинальный ток ТТ.

$$\Sigma z_{2ном} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом},$$

$$\Sigma z_{ПРИБ} = \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2н}^2}, \quad (58)$$

где $\Sigma S_{ПРИБ}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2н}$ – вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma z_{ПРИБ} = \frac{2,17}{5^2} = 0,087 \text{ Ом}.$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1$ Ом.

Таким образом, приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{ПР} = 0,6 - 0,087 - 0,1 = 0,413 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{ПР}}, \quad (59)$$

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

$\rho = 0,01762$ – удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,01762 \cdot 90}{0,413} = 3,84 \text{ мм}^2.$$

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

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,01762 \cdot 90}{4} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,4 + 0,087 + 0,1 = 0,587 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 34.

Таблица 42 – трансформатор тока ТОГФ 110 - УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 150 \text{ А}$	$I_P = 117,03 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,587 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 19,20 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 91,27 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

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

На стороне СН выберем трансформатор тока ТЛК-35 – 400/5 УХЛ2.1. Выбранный ТТ встраивается в шкафы КРУ серии К – 130 УХЛ3. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 43.

Таблица 43 – Приборы, подключаемые к ТЛК-35 УХЛ2.1

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020-1	-	0,12	-
Счетчик АЭ и РЭ	RD-30	1,5	1,5	1,5
ИТОГО		1,5	1,62	1,5

В качестве кабеля в цепи трансформатора принимаем кабель КРВГ с сечением 4 мм^2 .

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 44.

Таблица 44 – Трансформатор тока ТЛК-35 – 400/5 УХЛ2.1

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

$I_H = 400 \text{ A}$	$I_{P_{MAX}} = 369,50 \text{ A}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,09 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 16,31 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 42,92 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

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

На стороне НН выберем трансформатор тока ТЛО – 10 – 2000/5 М5 УХЛЗ. Выбранный ТТ встраивается в шкафы КРУ серии К – 104М УЗ. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 45.

Таблица 45 – Приборы, подключаемые к ТЛО – 10 – 2000/5 М5 УХЛЗ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020-1	-	0,12	-
Счетчик АЭ и РЭ	RD-30	1,5	1,5	1,5
ИТОГО		1,5	1,62	1,5

В качестве кабеля в цепи трансформатора принимаем кабель КРВГ с сечением 4 мм^2 .

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 46.

Таблица 46 – Трансформатор тока ТЛО – 10 – 2000/5 М5 УХЛЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 1959,50 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,75 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 250 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40,19 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 10000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 141,55 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке. Подробный расчет приведен в приложении В.

5.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения от первичных цепей до стандартного значения 100 В и для отделе-

ния цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}, \quad (60)$$

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

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

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной и вторичной обмотками включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Сечения проводов первичной и вторичной цепей выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов.

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 47.

Таблица 47 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

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

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

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения ЗНГ – 110 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 48.

Таблица 48 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Собмотки, ВА	Число обмоток прибора	Количество приборов	sin	cos	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	1,5	1	1	0	1	1,5	0
Ваттметр	СР3020	1,5	2	1	0	1	3	0
Варметр	СР3020	1,5	2	1	0	1	3	0
Счетчик АЭ и РЭ	RD-30	3	2	1	0,925	0,38	2,28	5,55
Сумма							9,8	5,55

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (61)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{9,8^2 + 5,55^2} = 11,26 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 49.

Таблица 49 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{Н} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_{Н}$
$S_{Н} = 200 \text{ ВА}$	$S_{Р} = 11,26 \text{ ВА}$	$S_{Н} \geq S_{Р}$

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

На сторону СН выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ-НТЗ-35 УХЛ1. Выбранный ТН встраивается в шкафы КРУ серии К – 130 УХЛ3. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 50.

Таблица 50 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип	Прибор	Собмотки,	Число	Количе-	sin	cos	P,	Q,
-----	--------	-----------	-------	---------	-----	-----	----	----

прибора		ВА	обмоток прибора	ство приборов			Вт	Вар
Вольтметр	СВ3020	1,5	1	1	0	1	1,5	0
Ваттметр	СР3020	1,5	2	2	0	1	6	0
Варметр	СР3020	1,5	2	2	0	1	6	0

Продолжение таблицы 50

Тип прибора	Прибор	Собмотки, ВА	Число обмоток прибора	Количество приборов	sin	cos	Р, Вт	Q, Вар
Счетчик АЭ и РЭ	RD-30	3	2	2	0,925	0,38	4,6	11,1
Сумма							18,1	11,1

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{18,1^2 + 11,1^2} = 21,23 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 51.

Таблица 51 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 50 \text{ ВА}$	$S_P = 21,23 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

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

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ - 6 - 50 УЗ. Выбранный ТН встраивается в шкафы КРУ серии К – 104М УЗ. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 52.

Таблица 52 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Собмотки, ВА	Число обмоток прибора	Количество приборов	sin	cos	Р, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	1,5	1	1	0	1	1,5	0
Ваттметр	СР3020	1,5	2	1	0	1	3	0
Варметр	СР3020	1,5	2	1	0	1	3	0
Счетчик АЭ	RD-30	3	2	7	0,925	0,38	16	38,9

и РЭ								
Сумма							23,5	38,9

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{23,5^2 + 38,9^2} = 45,44 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 53.

Таблица 53 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 50 \text{ ВА}$	$S_P = 45,44 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов расчета ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке. Подробный расчет приведен в приложении В.

5.9 Выбор и проверка ТСН

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

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

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

В учебном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять при $\cos \varphi = 0,85$, тогда расчетная нагрузка [30]:

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \varphi}, \quad (62)$$

где $\kappa_C = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременно-сти и загрузки;

$P_{уст}$ – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд, рассчитывается по формуле:

$$P_{уст} = (0,008 - 0,012) \cdot S_T, \quad (63)$$

$$P_{уст} = 0,01 \cdot 16000 = 160 \text{ кВА.}$$

Тогда расчетная нагрузка равна:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{160}{0,85} = 150,6 \text{ кВА.}$$

Принимаем два трансформатора ТСЗ – 160 - 6/0,4 УЗ, которые устанавливаются в КРУ – 104 М.

5.10 Выбор и проверка ОПН

Ограничители перенапряжений устанавливаются для защиты силовых трансформаторов, а также остального оборудования подстанции от волн перенапряжений, приходящих с воздушных линий. На ПС «Лазурная» ОПН устанавливаются на ВН, СН и НН трансформаторов и на трансформаторы напряжения КРУ 6 кВ и КРУ 35 кВ.

На ВН трансформатора установим ограничитель перенапряжений марки ОПН – П – 110/83/10/850 УХЛ1, на стороне СН ограничитель перенапряжений, устанавливаемый в КРУ К- 130, марки ОПН – П – 35/45/10/550 УХЛ1. На стороне НН ограничитель перенапряжений, устанавливаемый в КРУ К- 104 М, марки ОПН – П – 6/7,2/10/850 УХЛ1.

Проверка ОПН:

1. По наибольшему длительно допустимому напряжению.

Наибольшее длительно допустимое напряжение ОПН должно быть больше наибольшего рабочего напряжения сети или оборудования:

$$U_{н.д.} \geq (1,02 - 1,05) \cdot \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (64)$$

$$83 \geq (1,05) \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76 \text{ кВ},$$

$$45 \geq (1,05) \cdot \frac{40,5}{\sqrt{3}} = 24,44 \text{ кВ},$$

$$7,2 \geq (1,05) \cdot \frac{7,2}{\sqrt{3}} = 4,34 \text{ кВ}.$$

2. Для правильного выбора ОПН необходимо чтобы остающееся напряжение при токе грозových перенапряжений на волне 8/20 мкс с амплитудой 20 кА и более составляло не более чем 0,9 от U грозových перенапряжений:

$$U_{ост.8/20} < 0,9 \cdot U_{гр.п.}, \quad (65)$$

где $U_{ост.8/20}$ - остающееся напряжение, кВ при токе грозových перенапряжений на волне 8/20 мкс с амплитудой 20 кА и более;

$U_{гр.п.}$ - испытательное напряжение полного грозového импульса, кВ.

$$301 < 0,9 \cdot 450 = 405 \text{ кВ},$$

$$162 < 0,9 \cdot 190 = 171 \text{ кВ},$$

$$26 < 0,9 \cdot 34 = 30,6 \text{ кВ}.$$

ОПН выбраны правильно.

3. По классу энергоемкости. Поглощаемая ограничителем перенапряжений энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН.

$$W_{\gamma 0} \cdot U_{н 0} > W_C, \quad (66)$$

где $W_{\gamma 0}$ - удельная энергоемкость;

W_C - энергия в сети, которая выделяется при грозовом или внутреннем перенапряжении.

$$W_C = K_n \cdot 0,82 \cdot U_{np}, \quad (67)$$

где K_n - кратность перенапряжения;

U_{np} - предельное значение напряжения.

$$W_{C1} = 3,2 \cdot 0,82 \cdot 126 = 330,5 \text{ кДж/кВ},$$

$$W_{C2} = 3,8 \cdot 0,82 \cdot 40,5 = 126,2 \text{ кДж/кВ},$$

$$W_{C3} = 4,5 \cdot 0,82 \cdot 7,2 = 26,57 \text{ кДж/кВ}.$$

Поглощаемая ограничителем перенапряжений энергия:

$4 \cdot 83 = 332 > 330,5$, выбранный ОПН – П – 110/83/10/850 УХЛ1 удовлетворяет необходимым требованиям.

$3 \cdot 45 = 135 > 126,2$, выбранный ОПН – П – 35/45/10/550 УХЛ1 удовлетворяет необходимым требованиям.

$4 \cdot 7,2 = 28,8 > 26,57$, выбранный ОПН – П – 6/7,2/10/850 УХЛ1 удовлетворяет необходимым требованиям.

5.11 Выбор аккумуляторных батарей

Установка постоянного тока с аккумуляторными батареями предназначена для питания оперативных цепей управления, сигнализации, автоматики, системы связи, аварийного освещения, системы пожаротушения и других наиболее ответственных потребителей собственных нужд в нормальном и послеаварийном режимах.

На подстанции «Лазурная» примем к установке аккумуляторные батареи типа ТБ-600 (стационарные с пастированными электродными пластинами закрытого исполнения) в количестве 126 штук.

Подробный выбор аккумуляторных батарей представлен в приложении В.

В качестве подзарядных устройств на подстанции используются ВЗП-380/260-40/80-УХЛ4-2 (выпрямительные агрегаты зарядные, подзарядные) в количестве двух штук.

Подробная однолинейная схема подстанции с указанием выбранного оборудования приведена на втором листе графической части дипломного проекта.

6 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ «ЛАЗУРНАЯ»

Главной задачей этого раздела является проектирование защитного заземления и молниезащиты на ПС. Одной из мер для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции при косвенном прикосновении является защитное заземление. Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, должны надежно соединяться с землей.

Электроустановки, находящиеся на открытом воздухе, защищаются от прямых ударов молнии молниеотводами. ОРУ ПС защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты протяженных объектов: ВЛ, шинных мостов, гибких связей большой протяженности и т.п. - применяются горизонтально расположенные заземленные тросы [4].

6.1 Разработка заземления ПС «Лазурная» и определение стационарного и импульсного сопротивлений

Для заземлителей опоры ВЛ и отдельно стоящего молниеотвода рассчитываются стационарные сопротивления заземления R , Ом, при протекании тока частотой 50 Гц, и импульсные сопротивления заземления R_u , Ом, при протекании тока молнии. Заземления молниеотводов ПС в соответствии с требованиями ПУЭ выполняются либо в виде отдельных заземлителей молниеотводов, либо путем подсоединения молниеотводов к заземляющему контуру ПС. Заземляющий контур ПС включает в себя искусственный и естественные заземлители [4]. Искусственные заземлители выполняются обычно в виде сетки, для достижения равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети выполняются с учетом сопротивления $R_3 \leq 0,5$ Ом.

Для расчета сетки заземлителя, необходимо определить площадь всей ПС:

$$S < (A+2 \cdot 1,5) \cdot (B+2 \cdot 1,5), \quad (68)$$

$$S < (78,5+2 \cdot 1,5) \cdot (39+2 \cdot 1,5) = 3423 \text{ м}^2,$$

где A – длина территории ПС, м;

B – ширина территории ПС, м.

Выбор диаметра горизонтального луча в сетке по механической прочности и проверка его на термическую стойкость [9]:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{C3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (69)$$

где I_{K3}^2 – ток короткого замыкания, А;

t_{C3} – время срабатывания релейной защиты, равно 0,2 с;

β – коэффициент термической стойкости, для стали равно 21.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{7540^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 36,79 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (D_{ПР} + S_{CP}), \quad (70)$$

$$S_{CP} = a_{\kappa} \cdot \ln^3(T) + b_{\kappa} \cdot \ln^2(T) + c_{\kappa} \cdot \ln(T) + \alpha_{\kappa}, \quad (71)$$

где T – время использования заземлителя, мес;

$a_{\kappa}, b_{\kappa}, c_{\kappa}, \alpha_{\kappa}$ – коэффициенты, зависящие от грунта.

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3(240) + 0,00915 \cdot \ln^2(240) - 0,00104 \cdot \ln(240) + 0,224 = 0,67 \text{ мм}^2,$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (10 + 0,67) = 14,09 \text{ мм}^2.$$

Диаметр горизонтальных прутков сетки принимаем равным 10 мм.

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2, \quad (72)$$

где R – радиус горизонтальных прутков.

$$F_{M.П.} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2.$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{M.П.} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.}, \quad (73)$$

$$78,5 \geq 14,09 + 36,79 = 50,88 \text{ мм}^2.$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_{Г} = (A+3) \frac{B+3}{k} + (B+3) \frac{A+3}{k}, \quad (74)$$

$$L_{Г} = (78,5+3) \frac{36+3}{6} + (39+3) \frac{61+3}{6} = 1141 \text{ м.}$$

где k – расстояние между полосами сетки, принимаем 6м.

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{Г.расч} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m_1 + 1) \text{ м}, \quad (75)$$

где m – число ячеек.

$$m_1 = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (76)$$

$$m_1 = \frac{1141}{2 \cdot 58,51} - 1 = 9,77.$$

Принимаем 10 ячеек.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{Г.расч} = 2 \cdot 58,51 \cdot (10 + 1) = 1287,14 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c}, \quad (77)$$

где c – расстояние между вертикальными электродами, равно м.

$$n_B = \frac{4 \cdot 58,51}{5} = 46,8.$$

Принимаем $n_{B,1} = 47$ электродов.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{h_{1\text{э}}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (78)$$

где $h_{1\text{э}} = l_B + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7$ м – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 30$ Ом·м, $h_1 = 8$ м – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (глинозём);

$\rho_2 = 70$ Ом·м, $h_2 = 9$ м – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (супеси).

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{5,7}{\frac{8}{30} + \frac{9}{70}} = 14,42 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{\text{ПС}} = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\Gamma} + n_B \cdot l_B} \right), \quad (79)$$

где A – параметр, зависящий от соотношения l_B / \sqrt{S} , по ЭТСЗ равен 0,37.

$$R_{\text{ПС}} = 14,42 \cdot \left(\frac{0,37}{58,51} + \frac{1}{1141 + 47 \cdot 5} \right) = 0,101 \text{ Ом.}$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_{\text{М}} + 45)}}, \quad (80)$$

где $I_{\text{М}}$ – ток молнии, кА.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 58,51}{(14,42 + 320) \cdot (85 + 45)}} = 1,421.$$

Импульсное сопротивление:

$$R_{\text{и}} = R_{\text{Стат}} \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (81)$$

$$R_{\text{и}} = 0,099 \cdot 1,421 = 0,141 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления заземлителя ОРУ – 110- кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

Подробный расчет приведен в приложении Г.

6.2 Грозоупорность воздушной линии

Всякое кратковременное значительное повышение напряжения принято называть перенапряжением. Для ВЛ от ПС «Лазурная» до ВЛ Горностай - Океан в качестве анкерной опоры выберем стальную угловую одноцепную свободстоящую опору У110 – 1, у которой угол поворота линии до 60. Применяется для I – IV район по гололеду. В качестве промежуточных опор выберем стальную угловую одноцепную свободстоящую опору ПУС110 – 1, у которой угол поворота линии 10°. Применяется для III – IV район по гололеду и V район по ветру. Длина пролета $l_{\text{пр}} = 250$ м по [2]. В качестве подвесных изоляторов на ОРУ 110 кВ для крепления гибких проводов примем изоляторы типа ЛК-70/110 – 3 – УХЛ1(т.к уровень загрязнения атмосферы в Приморском крае равен третьему), арматуру с гарантированной прочностью 70000 кН, натяжной

зажим – прессуемый. Число грозовых отключений линии является её основным показателем грозоупорности.

Рассчитаем число изоляторов в гирлянде по номинальному напряжению, длине пути утечки изоляторы, коэффициенту эффективности, степени загрязнения района.

$$l_{\text{ЭФ}} = \frac{l_{\text{ИЗ}}}{K}, \quad (82)$$

Где $l_{\text{ИЗ}}$ - длина пути утечки выбранного изолятора, для выбранного изолятора равна 2780 мм;

K – коэффициент эффективности использования пути утечки, для выбранного изолятора равен 1,2.

$$l_{\text{ЭФ}} = \frac{2780}{1,2} = 2316,67 \text{ мм.}$$

Количество изоляторов найдем по формуле:

$$n_{\text{ИЗ}} = \frac{l_0 \cdot U_{\text{л}}}{l_{\text{ЭФ}}}, \quad (83)$$

где l_0 - рекомендуемая удельная длина пути утечки в зависимости от района загрязнения, для 3 района загрязнения равна 18 мм/кВ;

$U_{\text{л}}$ - наибольшее линейное напряжение данного класса изоляции (1,1 $U_{\text{НОМ}}$).

$$n_{\text{ИЗ}} = \frac{18 \cdot 1,1 \cdot 110}{2316,67} = 0,94 \text{ шт.}$$

Принимаем один изолятор ЛК - 70/110 – 3 – УХЛ1 для подвеса провода.

Эффективность грозозащиты определяют отдельно для следующих расчетных случаев поражения линии:

- удар молнии в опору (трос возле опоры);

- удар молнии в трос в середине пролета;
- удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

Определяем среднюю высоту подвеса троса по формуле:

$$h_{cp} = h_{mp} - \frac{2}{3} \cdot f_{mp}, \quad (84)$$

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

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

$$f_{mp} = h_{mp} - H_{\Gamma} - (h_{np}^B - h_{np}^H) - h_{mp(np)}, \quad (85)$$

где h_{mp} – высота подвеса троса, $h_{mp} = 29,5$ м;

H_{Γ} – высота габарита (минимальное расстояние между провод – земля),

$H_{\Gamma} = 7$ м [4];

h_{np}^B – высота подвеса верхнего провода, $h_{np}^B = 25$ м;

h_{np}^H – высота подвеса нижнего провода, $h_{np}^H = 19$ м;

$h_{mp(np)}$ – высота подвеса троса над проводом, $h_{mp(np)} = 4,5$ м.

$$f_{mp} = 29 - 7 - (25 - 19) - 4,5 = 11,5 \text{ м},$$

$$h_{cp} = 29,5 - \frac{2}{3} \cdot 11,5 = 21,83 \text{ м}.$$

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

Общее число ударов молнии в опору определяем по формуле:

$$N_{on} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{l_{np}}, \quad (86)$$

где N – общее число ударов молнии на 100 км линии, равно 38,69. Общее число ударов молнии опоры рассчитано в приложении Г.

$$N_{on} = 4 \cdot 38,69 \cdot \frac{29,5}{250} = 18,26.$$

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

$$P_{OП} = e^{-0,04 \cdot I_{KP}}, \quad (87)$$

где I_{KP} – критический ток молнии, равен 66,69 кА. Расчет критического тока молнии приведен в приложении Г.

$$P_{OП} = e^{-0,04 \cdot 22,59} = 0,069.$$

Определим вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу по формуле:

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U}{l_{разр}} - 6 \right) \cdot 10^{-2}, \quad (88)$$

где U – длительное наибольшее рабочее напряжение, для 110 кВ: $U = 126$ кВ;

$l_{разр}$ – длина разрядного пути, $l_{разр} = 1,270$ м.

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{126}{1,27} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0,84.$$

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

$$n_{on} = N_{on} \cdot P_{on} \cdot \eta, \quad (89)$$

$$n_{on} = 18,26 \cdot 0,069 \cdot 0,84 = 1,066.$$

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

Число прорывов молнии на 100 км линии:

$$N_{np} = N \cdot P_{\alpha} \quad , \quad (90)$$

где P_{α} – вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту, равна 0,00025. Значение подробно рассчитано в приложении Г.

Определяем вероятность обратного перекрытия линейной изоляции по формуле:

$$P_{mp} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}} \quad , \quad (91)$$

где $I_{кр}$ – критический ток молнии, равен 3,297 кА. Критический ток рассчитан в приложении Г.

$$P_{mp} = e^{-0,04 \cdot 3,297} = 0,876.$$

Определим число прорывов молнии на провод:

$$N_{np} = 39,2 \cdot 0,00025 = 0,01.$$

Определим удельное число отключений ВЛ при ударе молнии в провод:

$$n_{np} = N_{np} \cdot P_{mp} \cdot \eta_{np} \quad , \quad (92)$$

$$n_{np} = 0,01 \cdot 0,876 \cdot 0,841 = 0,007.$$

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

Число ударов молнии в трос определяется по формуле:

$$N_{mp} = N - N_{np} - N_{on}, \quad (93)$$

$$N_{mp} = 38,69 - 0,01 - 18,26 = 20,42.$$

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

$$n_{mp} = N_{mp} \cdot P_{mp} \cdot \eta, \quad (94)$$

$$n_{mp} = 20,42 \cdot 0,839 \cdot 0,841 = 14,409.$$

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС 110 кВ из-за разрядов в ОРУ, год:

$$T_{ПУ} = \frac{1}{N_{ПУ}}, \quad (95)$$

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

$$N_{ПУ} = P_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{np} \cdot P_{\alpha} \cdot P_{np} + \eta_{on} \cdot P_{on}) \cdot 10^{-6}, \quad (96)$$

где P_0 - плотность разряда молнии на 1 км² поверхности земли за год, для Южной части Приморского края равна 1 разряду молнии на км²/год;

a_T и b_T - длина и ширина ОРУ, соответственно равная 41 м и 27 м;

$R_{экв}$ - эквивалентная ширина, с которой собираются все боковые разряды, определяется в зависимости от высоты самого высокого сооружения на ОРУ, в нашем случае $h_c = 11$ м, что меньше 30 м, следовательно, формула для определения $R_{экв}$ выглядит следующим образом:

$$R_{экв} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30}, \quad (97)$$

$$R_{экс} = 5 \cdot 11 - \frac{2 \cdot 11^2}{30} = 46,933 \text{ м.}$$

$\eta_{пр}$ и $\eta_{он}$ - вероятности перехода импульсного перекрытия изоляции в дугу тока промышленной частоты, соответственно при разрядах молнии в РУ, минуя молниеотводы (прорыв в зону) и при обратных перекрытиях, равные 0,9;

P_{α} - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниезащиту, равна 0,005 для зоны защиты А;

$P_{пр} = 0,652$ - вероятная доля опасности грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственных грозовых разрядах в ошиновке ОРУ.

$$N_{ПУ} = 1 \cdot (41 + 2 \cdot 46,933) \cdot (27 + 2 \cdot 46,933) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,876 + 0,9 \cdot 0,069) \times 10^{-6} = 0,0011.$$

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

$$T_{ПУ} = \frac{1}{0,00134} = 923,693 \text{ лет.}$$

Для нормального функционирования сети 110 кВ эта цифра должна быть не менее 700 лет.

6.3 Молниезащита ОРУ 110 кВ подстанции «Лазурная»

Здания ЗРУ и закрытых подстанций следует защищать от прямых ударов молнии в районах с числом грозовых часов более 20. Так как число грозовых часов от 10 до 20 то защиту от прямых ударов молнии необходимо спроектировать только для ОРУ 110 кВ.

Нормируется два вида зон:

- зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;
- зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для расчетов мы выбираем зону А. На подстанции принимаем к установке 6 стержневых молниеотводов, 4 из которых расположены на линейных пор-

талах. Высота молниеотвода на портале $h_M=20$ м. Высота наиболее высокого объекта h_x составляет 11,35 м (линейный портал).

Предельное расстояние между молниеотводами определяется по соотношению:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2}, \quad (98)$$

где l_1^2 - расстояние между ближними молниеотводами, равно 15 м;

l_2^2 - расстояние между удаленными молниеотводами, равно 27.

$$L = \sqrt{15^2 + 27^2} = 30,88 \text{ м.}$$

Для молниеотводов высотой $h \leq 30$ м условие защиты всей площади имеет вид:

$$L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a, \quad (99)$$

Из этого соотношения превышение высоты молниеотводов h_a над высотой защищаемого объекта h_x должно составлять:

$$h_a \geq \frac{L}{8}, \quad (100)$$

$$h_a \geq \frac{30,88}{8} = 3,86 \text{ м.}$$

Полная высота молниеотвода должна быть не ниже:

$$h = h_x + h_a, \quad (101)$$

$$h = 11 + 3,86 = 14,86 \text{ м.}$$

Выберем типовой молниеотвод высотой 20 м. Данная длина молниеотводы выбрана с учетом необходимости защиты трансформаторов ТДТН 16000/110/35, высота которых составляет 5,32 м.

Данные молниеотводы должны обеспечить защиту всей площади ОРУ подстанции от прямых ударов молнии.

Для многократных стержневых молниеотводов зона защиты строится посредством попарно взятых соседних стержневых молниеотводов.

Рассмотрим пары молниеотводов 1-2 и 3-4. Расстояние между парами молниеотводов равно 27 м.

Произведем расчет системы молниеотводов в соответствии с [8].

В нашем случае высота молниеотвода $h < 150$ м, поэтому параметры внешней зоны защиты определяем по следующим формулам:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (102)$$

где $h_{\text{эф}}$ - эффективная высота молниеотвода, м;

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (103)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h)(h - 1,2h_x), \quad (104)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot (20 - 1,2 \cdot 11,35) = 6,763 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L \leq 2 \cdot h$, $r_0 = r_c$ м.

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами 1-2, 3-4:

$$h_c = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (105)$$

$$h_c = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (27 - 20) = 15,768 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта $h_x = 11,35 \text{ м}$:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right), \quad (106)$$

$$r_{cx} = 21,2 \cdot \left(\frac{15,768 - 11,35}{15,768} \right) = 5,94 \text{ м.}$$

Вероятное число лет работы подстанции при отсутствии молниеотводов, без отключений от прямых ударов молний равно 80,65 лет.

Вероятное число лет работы подстанции при наличии молниеотводов, без отключений от прямых ударов молний равно 32001 год. На основе произведенного расчета следует вывод, что молниеотводы надежно защищают подстанцию от прямых ударов молний.

Подробный расчет приведен в приложении Г. План подстанции с указанием мест установки молниеотводов приведен на третьем листе графической части дипломного проекта. Система молниеотводов образована многократными стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория подстанции полностью защищена от прямых ударов молнии, на высоте 11,35 метров все элементы ОРУ находятся внутри соответствующих зон защиты.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА НА ПС «ЛАЗУРНАЯ»

Возникающие повреждения в сети влекут за собой появление аварийных токов и сопровождаются глубоким понижением напряжения на шинах ЭС и ПС. В месте повреждения возникает опасное нагревание проводов и оборудования, вследствие выделения большого количества теплоты током повреждения. Также происходит сильное разрушение в месте повреждения. Релейная защита (РЗ) осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов ЭЭС и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить поврежденный участок и отключить его от ЭЭС, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения.

Целью этого раздела является выбор необходимых защит линий и трансформатора и расчет уставок релейной защиты, а также установка устройств автоматики на ПС «Лазурная».

Рассмотрим основные комплексы защит устанавливаемых на линиях и трансформаторных подстанциях с односторонним питанием.

Для защиты линий предусмотрены следующие виды защит:

- дистанционная защита;
- направленная защита нулевой последовательности;
- токовая отсечка, МТЗ;
- УРОВ;
- одно и/или трехфазное АПВ;
- контроль напряжения, улавливание синхронизма.

Так как применяется микропроцессорная защита, то все перечисленные виды защит находятся в одном комплекте защиты.

Необходимо также выбрать защиту трансформатора, поэтому в качестве примера рассмотрим расчет релейной защиты трансформатора.

7.1 Выбор защит трансформатора

В соответствии с ПУЭ [16], для трансформаторов должны быть преду-

смотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах трансформатора ПС «Лазурная» устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Аналогично МТЗ предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Также устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

7.1.1 Продольная дифференциальная токовая защита

Дифференциальная защита является главной защитой трансформаторов от повреждений в обмотках, на выводах трансформатора, а также на ошиновках. Участок цепи между измерительными трансформаторами тока на обеих (или трех) сторонах силового трансформатора является зоной защиты. Все объекты внутри зоны защиты в принципе охватываются дифференциальной защитой.

Поскольку дифференциальная защита имеет строго ограниченную область действия (защита элемента сети), ее можно использовать для быстрого отключения, обеспечивая тем самым селективное отключение только неисправного трансформатора или, более точно, всех объектов, включенных в область защиты. Дифференциальная защита никогда не должна реагировать на повреждения за пределами зоны.

Для защиты трансформаторов высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты RET 521 производства фирмы АВВ. Терминал RET 521 может применяться для защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов. Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя.

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала RET 521.

Предварительно определим номинальные токи обмоток защищаемого трансформатора по формуле:

$$I_{ном.обм} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном.обм}}, \quad (107)$$

$$I_{ном.вн} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,327 \text{ А.}$$

Номинальные токи для СН и НН соответственно равны 239,94 А и 1399,64 А.

Выбранные трансформаторы тока указаны в таблице 54.

Таблица 54 - Параметры трансформатора тока

Сторона	Трансформатор	I1,А	I2,А	К
ВН	ТОГФ	150	5	30
СН	ТЛК	400	5	80
НН	ТОЛ	2000	5	400

Определим коэффициенты трансформации:

$$K_{mm} = \frac{I_1}{I_2}, \quad (108)$$

$$K_{mm.вн} = \frac{150}{5} = 30.$$

Коэффициенты трансформации для СН и НН соответственно равны 80 и 400.

Номинальные вторичные токи:

$$I_{i2} = \frac{I_{НОМ.i}}{K_{ТТ.i}}, \quad (109)$$

$$I_{ВН.2} = \frac{I_{НОМ.ВН}}{K_{ТТ.ВН}} = \frac{80,327}{30} = 2,678 \text{ А},$$

Номинальные вторичные токи для СН и НН равны 2,678 А и 2,999 А соответственно.

Принимаем вторичный ток равный 5 А на всех трех сторон.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле:

$$I_{НБ*} = K''_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}, \quad (110)$$

где $K'_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный процесс, $K'_{ПЕР} = 1,5$, $K''_{ПЕР} = 2,5$;

ε - полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{РЕГ*}$ - относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{РЕГ*} = 0,02$;

$\Delta f_{ВЫР*}$ - относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{ВЫР*} = 0,02$.

$$I_{НБ*} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания $I_{d.min*}$ следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения $I_{bias*} = 1,25$.

$$I_{d.min*} \geq 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K'_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}), \quad (111)$$

где $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки от тока небаланса, $K_{ОТС} = 1,1$.

$$I_{d.min}^* \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,26$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведен в таблице 55.

Таблица 55 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
КТ1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
IT.расч*		3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть находим коэффициент торможения (КТ1) через IT.расч* по формуле:

$$K_{Т1.3} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБ}^* \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{СКВ}^* - I_{Трасч}^*}, \quad (112)$$

$$K_{Т1.3} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,61 \geq 0,3.$$

Сквозной ток ($I_{скв}^*$) для трансформаторов принимается равным $I_{скв}^* = 3$. Как видно по формуле (80) коэффициент торможения оказался больше заданного в таблице, следовательно, производим аналогичный расчет по условиям четвертой характеристики:

$$K_{Т1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4.$$

Условие выполнено для четвертой тормозной характеристики.

7.1.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор и является вместе с тем его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. На трансформаторах с односторонним питанием МТЗ всегда устанавливается

со стороны источника мощности, с тем, чтобы обеспечивалось и резервирование при КЗ в трансформаторе.

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

Максимальный рабочий ток, протекающий через трансформатор, может иметь место при условии отключения одного из трансформаторов.

Нагрузки каждой из сторон трансформатора сведем в таблицу 56.

Таблица 56 – Нагрузки трансформатора

Наименование стороны	Активная мощность P, Мвт	Реактивная мощность Q, Мвар
ВН	17	3,6
СН	7,7	1,6
НН	9,3	4

Выбор уставок МТЗ на высокой стороне:

$$I_{P.maxвн} = \frac{\sqrt{P_{ВН}^2 + Q_{ВН}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (113)$$

$$I_{P.maxвн} = \frac{\sqrt{17^2 + 3,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,091 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток срабатывания на стороне ВН по формуле:

$$I_{С.З} = \frac{K_H \cdot K_{САМ}}{K_B} \cdot I_{P.max}, \quad (114)$$

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

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,8$;

$K_{САМ}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{САМ} = 2,5$;

$I_{P,max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, кА.

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 120 = 450 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\mathcal{C}} = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 1,5, \quad (115)$$

где $I_{min}^{(2)} = 3459 \text{ А}$ – ток двухфазного КЗ в минимальном режиме нагрузки.

$$K_{\mathcal{C}} = \frac{3459}{342,02} = 10,113,$$

Условие по чувствительности выполняется.

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем $t_{np,max} = 1 \text{ с.}$

$$t_{с.з.T(p)} = t_{np,max} + \Delta t, \quad (116)$$

$$t_{с.з.T(p)} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с,}$$

Для сторон СН и НН расчет уставок аналогичен. Результаты представлены в таблице 57.

Таблица 57 – Уставки срабатывания МТЗ

Наименование сторон	$I_{расчmax}$, А	$I_{сз}$, А	$K_{\mathcal{C}}$
ВН	120	450	6,8
СН	239	896	3,4
НН	1224	4590	1,26

7.1.3 Защита от перегрузки

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

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

На трансформатор ставится три ступени защиты от перегрузки:

- на сигнал при небольших перегрузках, в пределах нормы;
- на отключение части потребителей;
- на отключение трансформатора.

Нам требуется первая ступень, ток срабатывания первой ступени рассчитывается по формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_{в}} \cdot I_{p.max}, \quad (117)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05.

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 120 = 157,5 \text{ А.}$$

Ток срабатывания:

$$I_{сп} = \frac{157,5}{60 \cdot 5} \cdot 100\% = 52,5 \text{ \%}.$$

Таблица 58 – Результаты расчета уставок защиты от перегрузки

Наименование сторон	$I_{расчmax}$, А	$I_{сз}$, А	$I_{сз}$, %
ВН	120	157,5	52,5

Наименование сторон	Ирасчтах, А	Исз, А	Исз, %
СН	239	313,69	78,42
НН	1224	1607	80,35

Вся защита трансформатора реализована на одном блоке RET 521.

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{с.з} = 9 \text{ с}$.

7.1.4 Газовая защита трансформатора

Наиболее характерные повреждения внутри маслонеполненных электрических аппаратов, таких, как, например, трансформатор, это КЗ между обмотками, витковые замыкания, пожар стали магнитопровода и др., как правило, сопровождаются выделением газа в результате нагрева и разложения масла и др. изоляционных материалов или общим снижением уровня масла. Поэтому защита, реагирующая на эти повреждения, получила название газовой, а реле, на которых она реализована на газовых или струйных реле.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные, повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) вызывает разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений. Она реагирует на такие опасные повреждения, как замыкания между витками обмоток, на которые не реагируют другие виды защит из-за недостаточного значения тока при этом виде повреждения.

Газовая защита осуществляется с помощью специальных газовых реле, которые подразделяются на поплавковые, лопастные и чашечные

Реализуем газовую защиту трансформатора на ПС «Лазурная» посредством газового реле *BF 80/ Q (BF 50/10)* производства Германии.

В терминале RET - 521 устанавливается функциональный блок ВFP (Устройство резервирования при отказе выключателя).

Релейная защита трансформатора ТДТН 16000/110/35 представлена на 4 листе графической части дипломного проектирования.

Подробный расчет уставок релейной защиты приведен в приложении Д.

7.2 Автоматика на подстанции «Лазурная»

На ПС принят следующий набор автоматического управления:

- релейная защита линий и элементов подстанции;
- автоматическое повторное включение (АПВ) линий 6 кВ, 35 кВ и стороны 110 кВ трансформатора;
- устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ);
- автоматическое включение резерва (АВР) на секционных выключателях 6 кВ, 35 кВ и на шинах 0,23 – 0,38 собственных нужд;
- регулирование коэффициента трансформации трансформаторов под нагрузкой;
- автоматическая частотная разгрузка (АЧР) на линиях 6 кВ и 35 кВ;
- включение и отключение охлаждающих устройств трансформаторов;
- обогрев приводов разъединителей и выключателей;
- работа отопления зданий;
- автоматическая регистрация аварийных и предаварийных режимов;

- включение и отключение силовых трансформаторов 110/35/6 кВ, линий 6 кВ и 35 кВ.

Электропитание система управления и автоматики осуществляется со щита постоянного тока.

Автоматика, для ликвидации аварийных режимов, установленная на подстанции «Лазурная», подробнее описана ниже:

1. АВР (автоматический ввод резерва). Данная автоматика предназначена для обеспечения резервным электроснабжением нагрузок, подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов и направленная на повышение надежности системы электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного.

2. АПВ (автоматическое повторное включение). Предназначено для повторного включения, отключившегося при действии релейной защиты выключателя через определённое время; бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

3. АЧР (автоматическая частотная разгрузка). Противоаварийная автоматика, направленная на повышение надежности работы электроэнергетической системы путем предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

8 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Целью электрического расчета сети является определение параметров режимов, выявление возможностей дальнейшего повышения экономичности работы и выявление слабых мест сети, обнаружение загруженных участков сети, увеличение нагрузки на которые, может повлечь за собой выход из строя дорогостоящего оборудования и вызвать перебои в электроснабжении потребителей. Благодаря анализу возможно уменьшение потерь энергии в сети, обнаружение мест небалансов реактивной мощности, для дальнейшей оптимизации уровней напряжения в сети. После выявления таких мест проводятся мероприятия для устранения отклонения режимных параметров.

Режимом работы ЭС называется совокупность процессов определяющий в любой момент времени состояние параметров режима, таких как частота, номинальное значение напряжения в узлах, токов и перетоков мощности в ветвях, потерь мощности в ЭЭС.

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

8.1 Анализ существующих режимов на рассматриваемом участке

Анализ существующих режимов проводится в следующем порядке:

- подготовка исходных данных для расчета режима;
- анализ напряжения в узлах сети;
- анализ коэффициентов загрузки линий и трансформаторов;
- структурный анализ потерь электроэнергии.

1) Подготовка исходных данных для расчета режима.

При выполнении расчетов установившихся режимов следует руководствоваться следующим [10]:

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

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

3) В расчетах электрических сетей 35 – 220 кВ напряжение на шинах СН и НН питающих ПС при отсутствии исходных данных рекомендуется принимать: для режима максимальных нагрузок – 1,05 номинального, а для минимальных нагрузок – равное номинальному напряжению сети;

4) На шинах ВН ПС в режиме максимума нагрузок рекомендуется такие уровни напряжения, при которых на вторичной стороне трансформаторов с учетом использования РПН напряжение не будет ниже 1,05 номинального в нормальных и не ниже номинального в послеаварийных режимах.

Для анализа режима электрической сети участка Приморских южных электрических сетей использовались данные контрольных зимних и летних замеров за 2017 год, и существующий режим сети, выполненный в ПВК RastrWin 3.

Необходимо задать узлы для эквивалента, их количество равно 58 узлам. Источниками генерации являются АТЭЦ и ВТЭЦ – 2. Балансирующий узел представлен узлом 220 кВ ПС «Владивосток» для лучшей сходимости режима.

В таблице 59 приведен пример задания узлов для эквивалента.

Таблица 59 – Таблица узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
Ген	1	Ст ВТЭЦ-2 220	220				114	220	-200	200	220	-4.1	
Ген	2	Ст ВТЭЦ-2 110	110	214.8	42.5		99.2	121	-200	200	121	-10	10
Ген	3	Генераторы ВТЭЦ-2 220	10	11.8	8.4	91	94.1	11	-52	105	11	4.03	10
Ген	4	Генераторы ВТЭЦ-2 110	10	31.3	22.8	220	81.2	11	-141	283	11	16.4	10
Нагр	5	ПС А	110	33.3	13.3						120.89	-10	9.9

Далее задаются ветви. Для них рассчитываются активные и индуктивные сопротивления. Для трансформаторных ветвей задается еще и коэффициент

трансформации. Также указывается проводимость и потери на корону для класса напряжения 220 кВ. Ветви без сопротивления на схеме отображаются выключателями. Пример задания ветвей представлен в таблице 60.

Таблица 60 – Таблица ветви

Тип	N _{нач}	N _{кон}	Название	R	X	B	G	Кт/г	P _{нач}	Q _{нач}	I _{max}	I _{загр.}
Гр-р	1	3	ВТЭЦ-2 220 - Генераторы	2.8	103	25.8	-5.6	0.043	79	63	264	1.9
Гр-р	2	4	ВТЭЦ-2 110 - Генераторы	1.11	36.9	170.4	-30	0.087	186	-34	904	4.4
ЛЭП	1	11	ВТЭЦ-2 220 - Ст АТЭЦ 220	4.48	19.76	123.5	-0.8		26	-9	71	11.7
ЛЭП	1	6	ВТЭЦ-2 220 - ПС Зеленый угол	0.42	1.81	11.1	-0.1		-50	-177	482	69.8
ЛЭП	2	5	Ст ВТЭЦ-2 110 - ПС А	0.27	1.2	7.5			-30	-4	143	23.9
ЛЭП	2	5	Ст ВТЭЦ-2 110 - ПС А	0.27	1.2	7.5			-30	-4	143	23.9

После всех выполненных операций, в режиме «графика» строится конфигурация электрической сети, после чего осуществляется расчет. Если режим сошелся, то расчет выполнен верно.

2) Анализ отклонений напряжения в сети

Нагрузка потребителей изменяется в течение суток, сезона. Это приводит к отклонениям напряжений от номинальных значений. Также это происходит и при регулировании напряжения на Ст и ПС, изменениях схемы и параметров электрических сетей, установке компенсирующих устройств и изменении их мощности. Отклонение напряжения определяется разностью между действующим (U) и номинальным ($U_{\text{ном}}$) значениями напряжения. Согласно ГОСТ-32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», отклонение напряжения на шинах подстанции не должно превышать 10 %.

Данные об отклонениях напряжения в сети в режиме максимальных и минимальных нагрузок показаны в таблице 61.

Таблица 61 – Отклонение напряжения в узлах

Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	U , кВ зима	dU , % зима	U , кВ лето	dU , % лето
1	2	3	4	5	6
А СШ 110	110	120,89	9,90	110,40	0,36
Зеленый угол СШ 220	220	218,45	-0,70	218,63	-0,62
Зеленый угол СШ 110	110	120,89	9,90	110,60	0,55
Горностай СШ 110	110	120,61	9,65	110,44	0,40

Продолжение таблицы 61

Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	U, кВ зима	dU, % зима	U, кВ лето	dU, % лето
Океан СШ 110	110	119,74	8,85	109,99	-0,01
Муравейка СШ 110	110	119,33	8,49	109,95	-0,05
Аэропорт СШ 220	220	219,88	-0,05	219,94	-0,03
Промузел СШ 110	110	115,2	4,73	108,98	-0,93
Спутник СШ 110	110	114,72	4,29	108,95	-0,95
Спутник 1СШ 35	35	38,38	9,65	34,31	-1,98
Спутник 2СШ 35	35	37,70	7,70	34,70	-0,85
Лазурная СШ 35	35	37,43	6,94	34,89	-0,32
Лазурная 1СШ 6	6	6,32	5,36	5,94	-1,01
Лазурная 2СШ 6	6	6,35	5,91	5,94	-1,01
Сахарный ключ 1СШ 35	35	37,60	7,42	34,66	-0,98
Сахарный ключ 2СШ 35	35	36,47	4,21	35,21	0,61
Сахарный ключ 1СШ 6	6	6,38	6,29	5,92	-1,34
Сахарный ключ 2СШ 6	6	6,19	3,24	5,88	-2,05
Океанская СШ 35	35	36,51	4,32	35,23	0,65
Океанская 1СШ 6	6	6,29	4,80	5,98	-0,35
Океанская 2СШ 6	6	6,42	6,99	5,97	-0,51
Ипподром СШ 35	35	36,60	4,56	34,26	-2,11
Академическая СШ 35	35	37,18	6,22	34,51	-1,39
Чайка СШ 110	110	115,26	4,78	109,23	-0,70
Чайка 1СШ 35	35	36,86	5,32	35,28	0,81
Чайка 2СШ 35	35	36,65	4,72	35,01	0,02
Седанка СШ 110	110	115,08	4,61	109,16	-0,77
Седанка СШ 35	35	36,50	4,27	34,22	-2,23
Седанка СШ 6	6	6,31	5,15	5,92	-1,34
Волна СШ 220	220	215,50	-2,05	217,39	-1,19
Волна СШ 110	110	117,28	6,62	110,16	0,14
2Р – котельная СШ 110	110	117,19	6,54	110,05	0,05
Бурун 1СШ 110	110	117,12	6,48	109,98	-0,02
Бурун 2СШ 110	110	116,58	5,99	109,90	-0,09
Бурун СШ 35	35	36,92	5,49	34,79	-0,61
Бурун СШ 6	6	6,34	5,74	5,94	-1,01
2Р СШ 110	110	117,20	6,55	110,01	0,01

Анализ отклонений напряжения показал, что в целом уровни значений напряжений в зимний и летний период находятся в пределах допустимых значений отклонений, что говорит об оптимальной загрузке сети.

3) Анализ коэффициентов загрузки линий и трансформаторов.

Подробный анализ коэффициентов загрузки линий и трансформаторов существующей сети подробно приведен в пункте 2.4.

На основе зимних и летних замеров 2017 года, а также эквивалента участка сети из RastrWin3 получены данные загрузки линий и трансформаторов.

На ПС «Спутник» в режиме отключения наиболее загруженного трансформатора, нагрузка на второй составляет 123,78 %. Также необходима разгрузка линий Волна – Чайка и Чайка – Спутник, у которых плотность тока в часы наибольших нагрузок составляет 4,19 А/мм² и 2 А/мм² соответственно.

4) Структурный анализ потерь электроэнергии.

Показателем, отражающим эффективность работы ЭЭС, является величина потерь активной мощности, а именно их доля от вырабатываемой или передаваемой мощности. По мнению международных экспертов в области энергетики относительные потери электроэнергии при ее передаче в электрических сетях не должны превышать 4 %. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми [6].

Данные о потерях активной мощности в режиме максимальных и минимальных нагрузок в сети приведены в таблице 62.

Таблица 62 – Потери активной мощности в зимний и летний периоды

Зимний период					
U_ном, кВ	dP, МВт	dP_ЛЭП, МВт	dP_Тр-р, МВт	Корона, МВт	XX_тр, МВт
220	7.92	4.2	2.74	0.18	0.8
110	7.25	1.85	4.44	0	0.96
35	0.65	0.5	0.07		0.08
Суммарные потери	15,82	6,55	7,25	0,18	1,84
Летний период					
U_ном, кВ	dP, МВт	dP_ЛЭП, МВт	dP_Тр-р, МВт	Корона, МВт	XX_тр, МВт
220	2.61	0.45	1.18	0.18	0.8
110	3.17	0.8	1.57	0	0.8
35	0.2	0.13	0.01		0.06
Потери	5.92	1.38	2.76	0,18	1,6

Данные о суммарной генерации, выработке и потерях электроэнергии за летний и зимний период приведены в таблице 63.

Таблица 63 – Данные суммарной генерации, выработки и потери электроэнергии

Период	$P_{ген}$, МВт	$P_{наг}$, МВт	D_p , МВт	Δ , %
Зима	1,026	1,014	15.82	1,54
Лето	471	469	5.92	1,27

На основе анализа потерь электроэнергии можно сделать вывод, что потери электроэнергии не превышают 4 % в летний и зимний периоды.

Схема потокораспределения приведена в приложении Е.

8.2 Анализ режимов после перевода ПС «Лазурная» на напряжение 110 кВ

Проанализируем режимы максимальных и минимальных нагрузок для тех ПС, у которых изменилась нагрузка и мощность, протекающая через трансформаторы на ПС. Значения напряжений всех узлов приведены в Приложении Е.

Данные об отклонениях напряжения в сети в режиме максимальных и минимальных нагрузок показаны в таблице 64.

Таблица 64 – Отклонение напряжения в узлах

Название узла	$U_{ном}$, кВ	U , кВ зима	dU , % зима	U , кВ лето	dU , % лето
1	2	3	4	5	6
Горноста́й СШ 110	110	120,49	9,54	110,44	0,40
Океан СШ 110	110	119,36	8,51	109,99	-0,01
Муравейка СШ 110	110	119,15	8,32	109,95	-0,05
Промузел СШ 110	110	115,71	5,19	108,98	-0,93
Спутник СШ 110	110	115,35	4,87	108,95	-0,95
Спутник 1СШ 35	35	35,78	2,22	34,31	-1,98
Спутник 2СШ 35	35	37,32	6,63	34,70	-0,85
Лазурная СШ 110	110	119,44	8,58	110,01	0,02
Лазурная СШ 35	35	37,58	7,37	34,89	-0,32
Лазурная 1СШ 6	6	6,37	6,14	5,94	-1,01
Лазурная 2СШ 6	6	6,37	6,24	5,94	-1,01
Чайка СШ 110	110	115,81	5,28	109,23	-0,70
Чайка 1СШ 35	35	36,87	5,35	35,28	0,81
Чайка 2СШ 35	35	37,06	5,87	35,01	0,02
Волна СШ 220	220	215,62	-1,99	217,39	-1,19
Волна СШ 110	110	117,70	7,00	110,16	0,14

Анализ коэффициентов загрузки линий и трансформаторов представлены в таблице 65 и таблице 66.

Таблица 65 – Значения токов в линиях и коэффициенты загрузки линий в максимальном режиме

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	I/I_dop
1	11	Ст ВТЭЦ-2 220 - Ст АТЭЦ 220	73	69	12
1	6	Ст ВТЭЦ-2 220 - ПС Зеленый угол 220	474	472	68.7
2	5	Ст ВТЭЦ-2 110 - ПС А	151	151	25.2
2	5	Ст ВТЭЦ-2 110 - ПС А	151	151	25.2
7	8	ПС Зеленый угол 110 - ПС Горностай	103	102	17.2
9	10	ПС Океан - ПС Муравейка	47	46	10.8
10	12	ПС Муравейка - Ст АТЭЦ 110	66	65	11
12	19	Ст АТЭЦ 110 - ПС Промузел	178	176	40.9
11	16	Ст АТЭЦ 220 - ПС Аэропорт	324	323	39.3
16	17	ПС Аэропорт - Владивосток 220	328	327	39.7
17	6	Владивосток 220 - ПС Зеленый угол 220	256	258	31.2
17	55	Владивосток 220 - ПС Волна 220	337	335	48.9
19	20	ПС Промузел - ПС Спутник	69	68	15.8
21	23	СН2 Спутник - Отпайка 1	61	61	16.8
21	23	СН2 Спутник - Отпайка 1	61	61	16.8
23	15	Отпайка 1 – СН Лазурная	121	121	33.7
8	61	ПС Горностай - ВН2 Лазурная	79	77	13.2
18	9	ПС Лазурная - ПС Океан	43	42	7.2
21	27	СН2 Спутник - ПС Сахарный ключ	83	83	17.1
28	31	ВН2 Сахарный ключ - ПС Океанская	74	74	17.5
34	20	ПС Чайка - ПС Спутник	91	90	30.2
34	50	ПС Чайка - ПС Седанка	47	46	6
52	40	СН Чайка - Отпайка 2	99	99	28
40	38	Отпайка 2 - СН2			
40	41	Отпайка 2 - ПС Ипподром	99	99	28
31	39	ПС Океанская - СН1	200	200	83.5
41	42	ПС Ипподром - ПС Академическая	228	228	64.2
42	47	ПС Академическая - СН2	352	352	72.8
48	49	ПС 2Р-котельная - Отпайка 3	21	21	4.3
49	54	Отпайка 3 - ПС Волна 110	323	323	66.7
49	45	Отпайка 3 - ВН2	302	302	62.4
43	44	ПС 2Р - ПС Бурун	58	58	11.9
5	7	ПС А - ПС Зеленый угол 110	28	28	4.6
5	7	ПС А - ПС Зеленый угол 110	111	111	18.4
34	54	ПС Чайка - ПС Волна 110	344	345	79.3
43	54	ПС 2Р - ПС Волна 110	46	46	5.2
6	55	ПС Зеленый угол 220 - ПС Волна 220	335	331	48.5

Таблица 66 – Значения токов, проходящих через трансформаторы, и коэффициенты загрузки в максимальном режиме

N _{нач}	N _{кон}	Название	I _{нач}	I _{кон}	I/I _{доп}
1	57	Ст ВТЭЦ-2 220 - Нейтр ВТЭЦ-2	153	154	24.5
57	2	Нейтр ВТЭЦ-2 - Ст ВТЭЦ-2 110	235	438	19.8
57	58	Нейтр ВТЭЦ-2 - Г-р ВТЭЦ-2	85	1,765	1.2
1	3	Ст ВТЭЦ-2 220 - Г-ры ВТЭЦ-2 220	264	6,123	1.9
2	4	Ст ВТЭЦ-2 110 - Г-ры ВТЭЦ-2 110	904	10,368	4.4
6	7	ПС Зеленый угол 220 - ПС Зеленый угол	156	264	47.4
6	7	ПС Зеленый угол 220 - ПС Зеленый угол	156	264	47.4
11	59	Ст АТЭЦ 220 - Нейтр АТЭЦ	263	263	58.5
59	12	Нейтр АТЭЦ - Ст АТЭЦ 110	426	795	49.9
59	60	Нейтр АТЭЦ - Г-р АТЭЦ	169	3,546	1.7
11	14	Ст АТЭЦ 220 - Г-ры АТЭЦ 220	274	6,343	1.4
12	13	Ст АТЭЦ 110 - Г-ры АТЭЦ 110	555	6,402	5.6
20	35	ПС Спутник - Нейтр1 Спутник	94	94	49
20	36	ПС Спутник - Нейтр2 Спутник	65	65	34
35	21	Нейтр1 Спутник - СН2 Спутник	22	63	5.8
36	22	Нейтр2 Спутник - СН1 Спутник	0	0	0
35	37	Нейтр1 Спутник - НН2 Спутник	99	1,646	4.6
36	51	Нейтр2 Спутник - НН1 Спутник	65	1,132	3
18	46	ПС Лазурная - Нейтр1 Лазурная	42	42	49.6
61	53	ВН2 - Нейтр2 Лазурная	47	47	55.7
46	15	Нейтр1 Лазурная – СН Лазурная	22	68	8.3
53	15	Нейтр2 Лазурная – СН Лазурная	23	71	8.8
46	25	Нейтр1 Лазурная - НН1 Лазурная	26	484	1.7
53	26	Нейтр2 Лазурная - НН2 Лазурная	24	438	1.6
27	29	ПС Сахарный ключ - НН1 Сахарный ключ	83	481	6
28	30	ВН2 - НН2 Сахарный ключ	74	428	5.3
31	32	ПС Океанская - НН1 Океанская	57	323	9.9
31	33	ПС Океанская - НН2 Океанская	69	394	12.1
34	38	ПС Чайка - СН2 Чайка	72	213	30.1
34	39	ПС Чайка - СН1 Чайка	136	386	57.1
45	47	ВН2 - СН2	302	877	50.5
55	54	ПС Волна 220 - ПС Волна 110	281	475	47.2
55	54	ПС Волна 220 - ПС Волна 110	281	475	47.2

После перевода ПС «Лазурная» на класс напряжения 110 кВ часть мощности стала протекать через трансформаторы на ПС «Лазурная», тем самым нагрузка на участок снизилась. Для линии Волна – Чайка коэффициент загрузки в максимальном режиме, после увеличения нагрузки на ПС «Лазурная»,

снизились с 90,8 % до 79,3 %. Также снизился коэффициент загрузки в максимальном режиме для линии Чайка – Спутник с 45,2 % до 30,2 %. Произошло снижение коэффициентов загрузки и для других линий, но оно находится в пределах 5 – 10 %. Коэффициент загрузки трансформатора Т – 1 на ПС «Спутник» снизился с 78,5 % для нормального режима (после подключения новой нагрузки на ПС «Лазурная» этот процент составит 101,1 %) до 49 %.

Структурный анализ потерь электроэнергии приведен в таблице 67.

Таблица 67 – Потери активной мощности в зимний и летний периоды

Зимний период					
U_ном	dP, МВт	dP_ЛЭП, МВт	dP_Тр-р, МВт	Корона, МВт	XX_тр, МВт
220	8,03	4.27	2.78	0.18	0.8
110	6,83	1.52	4.36	0	0,95
35	0.68	0.56	0.05		0,07
Суммарные потери	15,54	6,35	7,19	0,18	1,82
Летний период					
U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр
220	2,44	0.41	1.05	0.18	0.8
110	3,03	0.75	1.48	0	0.8
35	0.2	0.13	0.01		0.06
Суммарные потери	5,67	1.29	2.54	0,18	1,6

Данные о суммарной генерации, выработке и потерях электроэнергии за летний и зимний период приведены в таблице 68.

Таблица 68 – Данные о суммарной генерации, выработке и потерях электроэнергии

Период	Pген, МВт	Pнаг, МВт	Dp, МВт	Δ, %
Зима	1,032	1,020	15.54	1,50
Лето	474	472	5.67	1,19

Значение потерь мощности сократилось на 0,3 МВт в режиме максимальных нагрузок, и на 0,08 МВт в режиме минимальных нагрузок. В год суммарное сокращение потерь составит:

$$\Delta W = 0,3 \cdot 4704 + 0,08 \cdot 4056 = 1735,48 \text{ МВт.} \quad (118)$$

Таким образом, на основе эквивалента сети, выполненного в RastrWin3, можно сделать вывод о том, что перевод ПС «Лазурная» на напряжение 110 кВ способствует уменьшению потерь в сети, разгрузке некоторых элементов, а также способствует повышению надежности электроснабжения для потребителей ПС «Лазурная» (электроснабжение ПС «Лазурная» осуществляется с помощью нескольких независимых источников питания).

Графика сети в нормальном режиме приведена на 5 листе графической части дипломного проектирования.

8.3 Анализ послеаварийных режимов на ПС «Лазурная» и ПС «Спутник»

Рассмотрим два послеаварийных режима с целью проверки коэффициента трансформации на ПС «Спутник» и ПС «Лазурная».

1) Отключение наиболее нагруженного трансформатора на ПС «Спутник».

При отключении трансформатора Т – 1 на ПС «Спутник» значения напряжений находятся в допустимых пределах. Согласно [10] отклонение напряжения в послеаварийных режимах должно быть не ниже номинального значения. Значения напряжений всех узлов приведены в Приложении Е.

Токовая загрузка трансформаторов при отключении Т – 1 на ПС «Спутник» приведена в таблице 69.

Таблица 69 – Токовая загрузка трансформаторов

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	I/I _{dop}
1	57	Ст ВТЭЦ-2 220 - Нейтр ВТЭЦ-2	155	156	24.9
57	2	Нейтр ВТЭЦ-2 - Ст ВТЭЦ-2 110	238	443	20
57	58	Нейтр ВТЭЦ-2 - Г-р ВТЭЦ-2	85	1,765	1.2
1	3	Ст ВТЭЦ-2 220 - Г-ры ВТЭЦ-2 220	264	6,123	1.9
2	4	Ст ВТЭЦ-2 110 - Г-ры ВТЭЦ-2 110	904	10,368	4.4

Продолжение таблицы 69

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	I/I_dop
6	7	ПС Зеленый угол 220 - ПС Зеленый угол 110	158	267	48
6	7	ПС Зеленый угол 220 - ПС Зеленый угол 110	158	267	48
11	59	Ст АТЭЦ 220 - Нейтр АТЭЦ	262	262	58.4
59	12	Нейтр АТЭЦ - Ст АТЭЦ 110	426	794	49.8
59	60	Нейтр АТЭЦ - Г-р АТЭЦ	170	3,548	1.7
11	14	Ст АТЭЦ 220 - Г-ры АТЭЦ 220	274	6,343	1.4
12	13	Ст АТЭЦ 110 - Г-ры АТЭЦ 110	556	6,405	5.6
20	35	ПС Спутник - Нейтр1 Спутник			
20	36	ПС Спутник - Нейтр2 Спутник	116	116	60.4
35	21	Нейтр1 Спутник - СН2 Спутник			
36	22	Нейтр2 Спутник - СН1 Спутник	53	166	14.2
35	37	Нейтр1 Спутник - НН2 Спутник			
36	51	Нейтр2 Спутник - НН1 Спутник	168	2,929	7.7
18	46	ПС Лазурная - Нейтр1 Лазурная	63	62	74.6
61	53	ВН2 Лазурная - Нейтр2 Лазурная	73	72	86.3
46	15	Нейтр1 Лазурная - СН Лазурная	36	112	13.5
53	15	Нейтр2 Лазурная - СН Лазурная	48	147	18.2
46	25	Нейтр1 Лазурная - НН1 Лазурная	27	504	1.8
53	26	Нейтр2 Лазурная - НН2 Лазурная	25	455	1.6
27	29	ПС Сахарный ключ - НН1 Сахарный ключ	89	514	6.4
28	30	ВН2 Сахарный ключ - НН2 Сахарный ключ	73	425	5.3
31	32	ПС Океанская - НН1 Океанская	57	321	9.8
31	33	ПС Океанская - НН2 Океанская	69	392	12
34	38	ПС Чайка - СН2 Чайка	71	212	29.9
34	39	ПС Чайка - СН1 Чайка	135	383	56.7
45	47	ВН2 Бурун - СН2 Бурун	300	874	50.3
55	54	ПС Волна 220 - ПС Волна 110	275	465	46.3
55	54	ПС Волна 220 - ПС Волна 110	275	465	46.3

Коэффициент загрузки всех трансформаторов находится в допустимых пределах и не превышает 100 %.

Токовая нагрузка линий при отключении Т – 1 на ПС «Спутник» приведена в таблице 70.

Таблица 70 – Токовая нагрузка линий

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	I/I_dop
1	11	Ст ВТЭЦ-2 220 - Ст АТЭЦ 220	74	70	12.1
1	6	Ст ВТЭЦ-2 220 - ПС Зеленый угол 220	466	465	67.5
2	5	Ст ВТЭЦ-2 110 - ПС А	156	156	26.1
2	5	Ст ВТЭЦ-2 110 - ПС А	156	156	26.1
7	8	ПС Зеленый угол 110 - ПС Горностай	132	131	21.9

9	10	ПС Океан - ПС Муравейка	57	57	13.2
10	12	ПС Муравейка - Ст АТЭЦ 110	83	83	13.9
12	19	Ст АТЭЦ 110 - ПС Промузел	152	150	35
11	16	Ст АТЭЦ 220 - ПС Аэропорт	325	323	39.3
16	17	ПС Аэропорт - Владивосток 220	328	327	39.8
17	6	Владивосток 220 - ПС Зеленый угол 220	257	258	31.3
17	55	Владивосток 220 - ПС Волна 220	337	335	48.8
19	20	ПС Промузел - ПС Спутник	43	42	9.9
21	23	СН2 Спутник - Отпайка 1	127	127	35.3
21	23	СН2 Спутник - Отпайка 1	127	127	35.3
23	15	Отпайка 1 - СН Лазурная	254	254	70.6
8	61	ПС Горностай - ВН2 Лазурная	109	106	18.2
18	9	ПС Лазурная - ПС Океан	49	48	8.1
21	27	СН2 Спутник - ПС Сахарный ключ	89	89	18.3
28	31	ВН2 Сахарный ключ - ПС Океанская	73	73	17.4
34	20	ПС Чайка - ПС Спутник	74	74	24.8
34	50	ПС Чайка - ПС Седанка	46	46	6
52	40	СН Седанка - Отпайка 2	99	99	27.8
40	41	Отпайка 2 - ПС Ипподром	99	99	27.8
31	39	ПС Океанская - СН1 Чайка	199	199	82.9
41	42	ПС Ипподром - ПС Академическая	227	227	63.9
42	47	ПС Академическая - СН2 Бурун	351	351	72.4
49	54	Отпайка 3 - ПС Волна 110	321	321	66.4
49	45	Отпайка 3 - ВН2 Бурун	301	300	62.1
43	44	ПС 2Р - ПС Бурун	58	57	11.9
5	7	ПС А - ПС Зеленый угол 110	29	29	4.8
5	7	ПС А - ПС Зеленый угол 110	115	115	19.1
34	54	ПС Чайка - ПС Волна 110	327	327	75.2
43	54	ПС 2Р - ПС Волна 110	45	46	5.2
6	55	ПС Зеленый угол 220 - ПС Волна 220	324	321	47

Токовая нагрузка линий находится в допустимых пределах и не превышает 100 %.

На основе анализа послеаварийного режима, возможно, сделать вывод о том, что отключение самого загруженного трансформатора на ПС «Спутник» не ведет к отказу второго трансформатора на ПС «Спутник», а также остальных элементов в схеме.

2) Отключение одного из трансформаторов на ПС «Лазурная».

При отключении одного из трансформаторов на ПС «Лазурная», значения напряжений находятся в допустимых пределах.

Значения напряжений приведены в Приложении Е.

Токовая нагрузка трансформаторов, при отключении трансформатора на ПС «Лазурная», приведена в таблице 71.

Таблица 71 – Токовая нагрузка трансформаторов

N _{нач}	N _{кон}	Название	I _{нач}	I _{кон}	I/I _{доп}
1	57	Ст ВТЭЦ-2 220 - Нейтр ВТЭЦ-2	152	153	24.3
57	2	Нейтр ВТЭЦ-2 - Ст ВТЭЦ-2 110	234	436	19.7
57	58	Нейтр ВТЭЦ-2 - Г-р ВТЭЦ-2	85	1,765	1.2
1	3	Ст ВТЭЦ-2 220 - Г-ры ВТЭЦ-2 220	264	6,123	1.9
2	4	Ст ВТЭЦ-2 110 - Г-ры ВТЭЦ-2 110	904	10,368	4.4
6	7	ПС Зеленый угол 220 - ПС Зеленый угол 110	155	262	47
6	7	ПС Зеленый угол 220 - ПС Зеленый угол 110	155	262	47
11	59	Ст АТЭЦ 220 - Нейтр АТЭЦ	262	262	58.4
59	12	Нейтр АТЭЦ - Ст АТЭЦ 110	426	794	49.9
59	60	Нейтр АТЭЦ - Г-р АТЭЦ	170	3,547	1.7
11	14	Ст АТЭЦ 220 - Г-ры АТЭЦ 220	274	6,343	1.4
12	13	Ст АТЭЦ 110 - Г-ры АТЭЦ 110	556	6,403	5.6
20	35	ПС Спутник - Нейтр1 Спутник	110	109	57.1
20	36	ПС Спутник - Нейтр2 Спутник	65	65	34
35	21	Нейтр1 Спутник - СН2 Спутник	13	38	3.5
36	22	Нейтр2 Спутник - СН1 Спутник	0	0	0
35	37	Нейтр1 Спутник - НН2 Спутник	100	1,646	4.6
36	51	Нейтр2 Спутник - НН1 Спутник	65	1,133	3
18	46	ПС Лазурная - Нейтр1 Лазурная			
61	53	ВН2 Лазурная - Нейтр2 Лазурная	69	69	82.3
46	15	Нейтр1 Лазурная - СН Лазурная			
53	15	Нейтр2 Лазурная - СН Лазурная	20	61	7.6
46	25	Нейтр1 Лазурная - НН1 Лазурная			
53	26	Нейтр2 Лазурная - НН2 Лазурная	50	913	3.2
27	29	ПС Сахарный ключ - НН1 Сахарный ключ	83	481	6
28	30	ВН2 Сахарный ключ - НН2 Сахарный ключ	74	428	5.3
31	32	ПС Океанская - НН1 Океанская	57	324	9.9
31	33	ПС Океанская - НН2 Океанская	70	395	12.1
34	38	ПС Чайка - СН2 Чайка	72	213	30.1
34	39	ПС Чайка - СН1 Чайка	136	386	57.2
45	47	ВН2 Бурун - СН2 Бурун	302	878	50.6
55	54	ПС Волна 220 - ПС Волна 110	283	479	47.7
55	54	ПС Волна 220 - ПС Волна 110	283	479	47.7

Токовая нагрузка линий, при отключении трансформатора на ПС «Лазурная», приведена в таблице 72.

Таблица 72 – Токовая загрузка линий

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	I/I_dop
1	11	Ст ВТЭЦ-2 220 - Ст АТЭЦ 220	73	69	12
1	6	Ст ВТЭЦ-2 220 - ПС Зеленый угол 220	476	474	68.9
2	5	Ст ВТЭЦ-2 110 - ПС А	150	150	25
2	5	Ст ВТЭЦ-2 110 - ПС А	150	150	25
7	8	ПС Зеленый угол 110 - ПС Горностай	98	98	16.4
9	10	ПС Океан - ПС Муравейка	37	35	8.5
10	12	ПС Муравейка - Ст АТЭЦ 110	54	54	9.1
12	19	Ст АТЭЦ 110 - ПС Промузел	187	185	43
11	16	Ст АТЭЦ 220 - ПС Аэропорт	324	322	39.3
16	17	ПС Аэропорт - Владивосток 220	328	326	39.7
17	6	Владивосток 220 - ПС Зеленый угол 220	256	258	31.2
17	55	Владивосток 220 - ПС Волна 220	338	336	49
19	20	ПС Промузел - ПС Спутник	77	76	17.7
21	23	СН2 Спутник - Отпайка 1	31	31	8.5
21	23	СН2 Спутник - Отпайка 1	31	31	8.5
23	15	Отпайка 1 - СН Лазурная	61	61	17
8	61	ПС Горностай - ВН2 Лазурная	75	73	12.6
18	9	ПС Лазурная - ПС Океан	35	34	5.8
21	27	СН2 Спутник - ПС Сахарный ключ	83	83	17.2
28	31	ВН2 Сахарный ключ - ПС Океанская	74	74	17.5
34	20	ПС Чайка - ПС Спутник	99	98	32.9
34	50	ПС Чайка - ПС Седанка	47	46	6
52	40	СН Седанка - Отпайка 2	99	99	28
40	38	Отпайка 2 - СН2 Чайка			
40	41	Отпайка 2 - ПС Ипподром	99	99	28
31	39	ПС Океанская - СН1 Чайка	201	201	83.6
41	42	ПС Ипподром - ПС Академическая	228	228	64.2
42	47	ПС Академическая - СН2 Бурун	353	353	72.8
48	49	ПС 2Р-котельная - Отпайка 3	21	21	4.3
49	54	Отпайка 3 - ПС Волна 110	323	323	66.7
49	45	Отпайка 3 - ВН2 Бурун	302	302	62.4
43	44	ПС 2Р - ПС Бурун	58	58	12
5	7	ПС А - ПС Зеленый угол 110	27	27	4.6
5	7	ПС А - ПС Зеленый угол 110	108	108	18.1
34	54	ПС Чайка - ПС Волна 110	353	353	81.3
43	54	ПС 2Р - ПС Волна 110	46	46	5.2
6	55	ПС Зеленый угол 220 - ПС Волна 220	338	335	49

Токовая загрузка трансформаторов и линий в послеаварийном режиме на ПС «Лазурная» находится в допустимых пределах (не превышает 100 %). Графика сети в послеаварийном режиме приведена на 6 листе графической части дипломного проектирования.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

Для предотвращения опасных и аварийных ситуаций, связанных с отходящими ВЛ и токопроводами, персоналу при осмотре необходимо проверять:

1) Противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров; не должны выполняться работы сторонними организациями без письменного согласования с Потребителем, которому принадлежит ВЛ;

2) Состояние фундаментов, приставок: не должно быть оседания или вспучивания грунта вокруг фундаментов, трещин и повреждений в фундаментах (приставках), должно быть достаточное заглубление;

3) Состояние опор: не должно быть их наклонов или смещения в грунте, видимого загнивания деревянных опор, обгорания и расщепления деревянных деталей, нарушений целостности бандажей, сварных швов, болтовых и заклепочных соединений на металлических опорах, отрывов металлических элементов, коррозии металла, трещин и повреждений железобетонных опор, птичьих гнезд, других посторонних предметов на них. На опорах должны быть плакаты и знаки безопасности;

4) Состояние проводов и тросов: не должно быть обрывов и оплавлений отдельных проволок, набросов на провода и тросы, нарушений их регулировки, недопустимого изменения стрел провеса и расстояний от проводов до земли и объектов, смещения от места установки гасителей вибрации, предусмотренных проектом ВЛ;

5) Состояние гибких шин токопроводов: не должно быть перекруток, расплеток и лопнувших проволок;

6) Состояние изоляторов: не должно быть боя, ожогов, трещин, загрязненности, повреждения глазури, неправильной насадки штыревых изоляторов

на штыри или крюки, повреждений защитных рогов; должны быть на месте гайки, замки или шплинты;

7) Состояние арматуры: не должно быть трещин в ней, перетираания или деформации отдельных деталей;

8) Состояние разрядников, коммутационной аппаратуры на ВЛ и концевых кабельных муфт на спусках: не должно быть повреждений или обрывов заземляющих спусков на опорах и у земли, нарушений контактов в болтовых соединениях молниезащитного троса с заземляющим спуском или телом опоры, разрушения коррозией элементов заземляющего устройства.[15]

Для обеспечения безопасности проведения работ по ремонту и техническому обслуживанию подстанции «Лазурная» и ВЛ в инструкциях по проведению конкретных видов работ должны быть предусмотрены организационные и технические мероприятия. К организационным мероприятиям относятся:

- оформление работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации, нарядом или распоряжением;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, окончания работы;

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

1) Произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

2) На приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

3) Проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

4) Наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

5) Вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

9.2 Экологичность

Шумом называют любой нежелательный звук или совокупность таких звуков. При гигиенической оценке шумов на рабочих местах следует иметь в виду их возможное мешающее, вредное или травмирующее действие на организм человека.

Характерным источником шума на территории населенных мест являются силовые трансформаторы, расположенные на подстанции. На ПС «Лазурная» установлены два трансформатора ТРДН 16000/110/35 мощностью 16 МВА, на напряжение 110 кВ. Согласно [5] для трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д) скорректированный уровень звуковой мощности равен 88 дБА:

$$L_{WA} = 88 \text{ дБА.}$$

Для трансформаторов с системой охлаждения. Д свойственны электромагнитный шум и аэродинамический шум, вызываемый вентиляционными устройствами.

В соответствии с [27] допустимый уровень звука и эквивалентный уровень для территории непосредственно прилегающей к жилым домам равен 45 дБА, (для расчета принимаются наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 7.00 часов).

$$ДУ_{LA} = 45 \text{ дБА.}$$

Определим минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки в соответствии с методом изложенным в [3].

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{WA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума, создаваемый данным источником будет равным L_A [3].

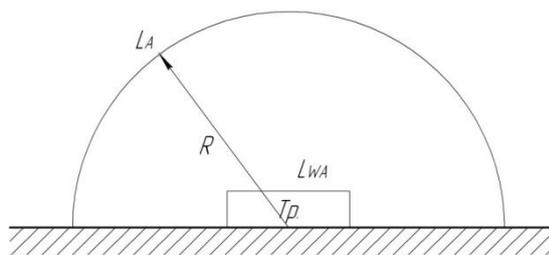


Рисунок 2 – Излучение шума трансформатором

В соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (119)$$

где S - площадь поверхности полусферы, равна 1 м^2 .

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30 \text{ м}$) можно определить по формуле [3]:

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (120)$$

где $S = \pi R^2$

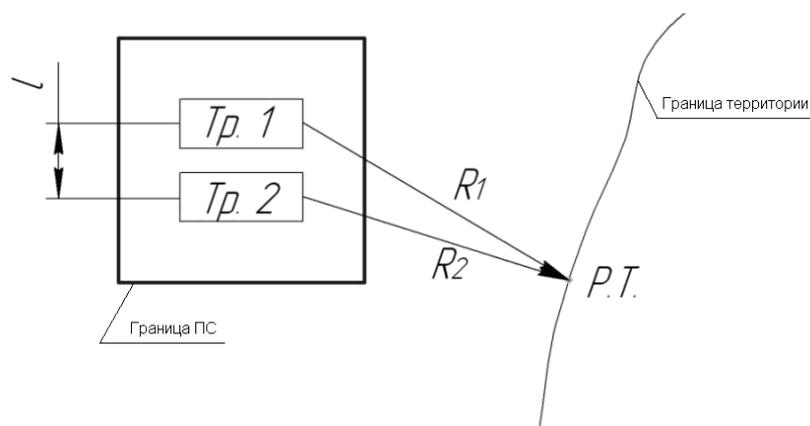


Рисунок 3 – Схема расположения ПС относительно границы жилой застройки

Примем, что двухтрансформаторная ПС расположена относительно жилой застройки в соответствии с рисунком 2. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l

- известно (из проекта).

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле (1) необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен [3]:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{WAi}}, \quad (121)$$

где N - количество источников шума (силовых трансформаторов);

L_{WAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА.

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg(10^{0,188} + 10^{0,188}) = 91 \text{ дБА}.$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = \Delta Y_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (1) можно переписать в следующем виде:

$$\Delta Y_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}, \quad (122)$$

Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - \Delta Y_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (123)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(91-45)}}{2\pi}} = 79,599 \text{ м}.$$

Любое $R \geq 79,599$ м будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС «Лазурная» территории. Границы жилой застройки находятся на расстоянии 200 м от ПС, значит, мероприятия по снижению шумов трансформаторов не требуются.

9.3 Чрезвычайная ситуация

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар трансформатора на подстанции, основные действия персонала при возникновении пожара, а также мероприятия по предотвращению возникновения возгораний.

Каждый работающий на энергетическом предприятии обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории предприятия, а при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара и приступить к его ликвидации имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности [22].

В соответствии с правилами эксплуатации электроустановок «осмотр трансформаторов без их отключения должен производиться в следующие сроки:

- главных понижающих трансформаторов подстанций с постоянным дежурством персонала — 1 раз в сутки;
- остальных трансформаторов электроустановок с постоянным и без постоянного дежурства персонала — 1 раз в месяц;
- на трансформаторных пунктах — не реже 1 раза в месяц.»

Трансформатор должен быть аварийно выведен из работы, если при осмотре были обнаружены следующие неисправности:

- 1) Сильный неравномерный шум и потрескивание внутри трансформатора;
- 2) Ненормальный и постоянно возрастающий нагрев трансформатора при нагрузке ниже номинальной и нормальной работе устройств охлаждения;
- 3) Выброс масла из расширителя или разрыв диафрагмы выхлопной трубы;

4) Течь масла с понижением его уровня ниже уровня масломерного стекла.

Трансформаторы выводятся из работы также при необходимости немедленной замены масла по результатам лабораторных анализов [15].

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений, если не отключился от действия релейной защиты, и заземлен.

Персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии), вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара.

В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления.

Запрещается включение в эксплуатацию трансформаторов на электростанциях и подстанциях, если не обеспечена полная готовность к работе установок пожаротушения, предусмотренных проектом [22].

Последовательность действий персонала при возникновении пожара:

1) При возникновении пожара на объекте первый заметивший очаг пожара должен немедленно сообщить начальнику смены энергообъекта или руководству энергопредприятия, а при наличии связи - в пожарную охрану и приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения;

2) Начальник смены энергообъекта обязан немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану, руководству энергопредприятия (по специальному списку) и диспетчеру энергосистемы;

3) До прибытия подразделений ГПС МВД России руководителем тушения пожара (РТП) является начальник смены энергообъекта, который обязан организовать: - удаление с места пожара всех посторонних лиц; - установление места возникновения пожара, возможные пути его распространения и образо-

вания новых очагов горения (тления); - проверку включения системы автоматического пожаротушения, а в случае отказа - ее ручное включение; - выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара; - тушение пожара персоналом и средствами пожаротушения энергопредприятия;

4) Отключение оборудования в зоне пожара производится дежурным персоналом предприятия по распоряжению начальника смены энергообъекта;

5) После прибытия на место пожара первого подразделения ГПС МВД России РТП является старший начальник этого подразделения. Начальник смены энергообъекта при передаче ему руководства тушением пожара должен информировать о принятых мерах и организовать дальнейшие действия персонала согласно указаниям РТП;

6) Решение о подаче огнетушащих средств принимается руководителем тушения пожара после проведения инструктажа и выполнения необходимых мер безопасности;

7) Руководитель тушения пожара имеет право приступить к тушению энергооборудования под напряжением только после получения письменного допуска на тушение от начальника смены энергообъекта, инструктажа личного состава пожарных подразделений представителями энергетического предприятия и создания условий визуального контроля за электроустановками [22].

По [21] в качестве защиты трансформаторов применяются дренчерные оросители распыленной водой типа ОПДР-15 по ТУ 25-09.059-82, их применяют, соблюдая следующие рекомендации:

1) Расположение оросителей на распределительных трубопроводах УВП должно обеспечивать орошение распыленной водой защищаемой поверхности с интенсивностью не менее $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$;

2) Оросители рекомендуется устанавливать не менее чем в два яруса;

3) Для орошения высоковольтных вводов устанавливаются отдельные оросители на стояках;

4) Целесообразно устанавливать оросители под углами 0 ; 45 и 90 градусов к защищаемой поверхности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос развития Приморской южной электрической сети путем перевода подстанции «Лазурная» на напряжение 110 кВ.

В процессе создания проекта рассмотрены следующие вопросы:

Произведен расчет вероятностных характеристик электрических нагрузок с помощью упорядоченных диаграмм графиков электрических нагрузок. Полученные вероятностные характеристики электрических нагрузок спрогнозированы на 5 лет;

Составлено 2 варианта развития сети, с последующим отбором оптимального варианта по технико-экономическому критерию;

Разработана схема электрической подстанции и установлено необходимое основное оборудование: выключатели нагрузки, комплектные распределительные устройства, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, гибкая и жесткая ошиновка, линейные, опорные и проходные изоляторы, трансформаторы собственных нужд, нелинейные ограничители перенапряжения;

Спроектирована система молниеотводов и защитное заземление на подстанции;

Определена основная защита линий и трансформаторов, произведены расчет уставок релейной защиты и установка устройств автоматики на подстанции «Лазурная»;

Рассмотрены вопросы безопасности на подстанции, а также влияние подстанции и линии на окружающую среду и человека;

Проанализированы нормальный и послеаварийный режимы принятого варианта;

Данный вариант развития электрической сети позволяет подключить к подстанции «Лазурная» новую нагрузку в размере 6 МВт, а также разгрузить участок сети и уменьшить потери электрической энергии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Базуткин, В.В. Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 2 Баумштейн, И.А. Справочник по электрически установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.
- 3 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности : методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П.Г. Грудинский, В.А. Лабунцов. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
- 5 ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М.: Стандартинформ, 2007. – 15 с.
- 6 Железко, Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М.: ЭНАС, 2008. – 280 с.
- 7 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учебник для вузов / В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 8 Кабышев, А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.
- 9 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок : Справочник / Р.Н. Карякин. - М.: Энергосервис, 2000, 2002. - 376 с.
- 10 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. №281.
- 11 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.

12 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.

13 Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети : проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – 2-е изд., испр. и доп. – Мн.: «Высшая школа», 1988. – 308 с.

14 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. – 352 с.

15 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: ИКЦ «Март», Ростов Н/Д: Издательский центр «Март», 2003 – 272 с.

16 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

17 Приказ Минэнерго России № 143 «об утверждении схемы и программы развития единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы» от 01.03.2017 г.

18 Приказ Минэнерго России № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» от 23.06.2015 г.

19 РАО - ЭСВ. Ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 05.06.2012. – Режим доступа : <http://www.rao-esv.ru>. / дата обращения 20.04.2018.

20 Растрвин. Ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.01.2011. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. / дата обращения 20.02.2016.

21 РД 34.15.109-91. Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов. – М.: МОСКВА, 1992 – 18 с.

22 РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 64 с.

23 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для студ. сред. проф. Образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.

24 Савина, Н.В. Оценка целесообразности применения методов экономической плотности тока и экономических токовых интервалов в современных условиях / Н.В. Савина, Д.А. Цысь - Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2017. Т. 17, № 1. С. 34–41

25 Савина, Н.В. Системы электроснабжения. Учебно – методическое пособие / Н.В Савина – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2012. – 124 с.

26 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах : учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Б.: Издательство АмГУ, 1999. – 238 с.

27 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Взамен СН 3223-85 ; введ. – 31.10.96. – М.: Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 13 с.

28 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2018 - 2022 годы / 2008.

29 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей : справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

30 Четошникова, Л.М. Электроэнергетика: конспект лекций / Л.М. Четошникова. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 190 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет электрических нагрузок

Вероятностные и прогнозируемые характеристики участка сети
Зима

ПС Спутник

$$P_{\max} := 30.944 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{29.488 \cdot 6 + 28.915 \cdot 3 + 30.319 \cdot 7 + 30.944 \cdot 8}{24} = 30.144 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{29.488^2 \cdot 6 + 28.915^2 \cdot 3 + 30.319^2 \cdot 7 + 30.944^2 \cdot 8}{24}} = 30.153 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1 \qquad K_{\max} := \frac{P_{\max}}{P_{\text{ср}}} = 1.027$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 12.058 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{эф}} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 12.061 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\max} := P_{\max} \cdot 0.4 = 12.378 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.0137)^5 = 32.266 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot 0.4 = 12.907 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{max.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\max} = 33.123 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{max.прог}} := P_{\text{max.прог}} \cdot 0.4 = 13.249 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\Phi} = 32.276 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эф.прог}} := P_{\text{эф.прог}} \cdot 0.4 = 12.91 \quad \text{МВар}$$

ПС Сахарный ключ

$$P_{\text{max}} := 9.931 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{8.513 \cdot 6 + 8.076 \cdot 3 + 9.332 \cdot 7 + 9.931 \cdot 8}{24} = 9.17 \quad \text{МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет электрических нагрузок

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{8.513^2 \cdot 6 + 8.076^2 \cdot 3 + 9.332^2 \cdot 7 + 9.931^2 \cdot 8}{24}} = 9.195 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1.003 \quad K_{\text{max}} := \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}} = 1.083$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 3.668 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\Phi} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 3.678 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{max}} := P_{\text{max}} \cdot 0.4 = 3.972 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.0137)^5 = 9.816 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot 0.4 = 3.926 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{max.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\text{max}} = 10.63 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{max.прог}} := P_{\text{max.прог}} \cdot 0.4 = 4.252 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\Phi} = 9.842 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\Phi.прог} := P_{\text{эф.прог}} \cdot 0.4 = 3.937 \quad \text{МВар}$$

ПС Океанская

$$P_{\text{max}} := 8.182 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{7.31 \cdot 6 + 7.035 \cdot 3 + 8.182 \cdot 7 + 7.855 \cdot 8}{24} = 7.712 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{7.31^2 \cdot 6 + 7.035^2 \cdot 3 + 8.182^2 \cdot 7 + 7.855^2 \cdot 8}{24}} = 7.723 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1.001 \quad K_{\text{max}} := \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}} = 1.061$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 3.085 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\Phi} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 3.089 \quad \text{МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет электрических нагрузок

$$Q_{\max} := P_{\max} \cdot 0.4 = 3.273 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.0137)^5 = 8.255 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot 0.4 = 3.302 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{max.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\max} = 8.758 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{max.прог}} := P_{\text{max.прог}} \cdot 0.4 = 3.503 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\Phi} = 8.266 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эф.прог}} := P_{\text{эф.прог}} \cdot 0.4 = 3.307 \quad \text{МВар}$$

ПС Чайка

$$P_{\max} := 25.83 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{23.48 \cdot 6 + 22.65 \cdot 3 + 25.83 \cdot 7 + 25.516 \cdot 8}{24} = 24.74 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{23.48^2 \cdot 6 + 22.65^2 \cdot 3 + 25.83^2 \cdot 7 + 25.516^2 \cdot 8}{24}} = 24.77 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1.0012165 \quad K_{\max} := \frac{P_{\max}}{P_{\text{ср}}} = 1.044$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 9.896 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{эф}} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 9.908 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\max} := P_{\max} \cdot 0.4 = 10.332 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.0137)^5 = 26.482 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot 0.4 = 10.593 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{max.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\max} = 27.649 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{max.прог}} := P_{\text{max.прог}} \cdot 0.4 = 11.059 \quad \text{МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет электрических нагрузок

$$P_{\text{эф.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\Phi} = 26.514 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эф.прог}} := P_{\text{эф.прог}} \cdot 0.4 = 10.606 \quad \text{МВар}$$

ПС Лазурная

$$P_{\text{max}} := 3.607 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{3.06 \cdot 6 + 2.89 \cdot 3 + 3.5 \cdot 7 + 3.607 \cdot 8}{24} = 3.349 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{3.06^2 \cdot 6 + 2.89^2 \cdot 3 + 3.5^2 \cdot 7 + 3.607^2 \cdot 8}{24}} = 3.361 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1.003 \quad K_{\text{max}} := \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}} = 1.077$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 1.34 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{эф}} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 1.344 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{max}} := P_{\text{max}} \cdot 0.4 = 1.443 \quad \text{МВар}$$

ПС Лазурная после подключения новой нагрузки

$$P_{\text{max}} := 9.607 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{9.06 \cdot 6 + 8.89 \cdot 3 + 9.5 \cdot 7 + 9.607 \cdot 8}{24} = 9.349 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{9.06^2 \cdot 6 + 8.89^2 \cdot 3 + 9.5^2 \cdot 7 + 9.607^2 \cdot 8}{24}} = 9.353 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1 \quad K_{\text{max}} := \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}} = 1.028$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 3.74 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{эф}} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 3.741 \quad \text{МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет электрических нагрузок

$$Q_{\text{max}} := P_{\text{max}} \cdot 0.4 = 3.843 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.0137)^5 = 10.008 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot 0.4 = 4.003 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{max.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\text{max}} = 10.283 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{max.прог}} := P_{\text{max.прог}} \cdot 0.4 = 4.113 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\Phi} = 10.012 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эф.прог}} := P_{\text{эф.прог}} \cdot 0.4 = 4.005 \quad \text{МВар}$$

Мощность проходящая через трансформаторы на ПС Лазурная

$$P_{\text{max}} := 16.87 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{15.9 \cdot 6 + 15.55 \cdot 3 + 16.21 \cdot 7 + 16.87 \cdot 8}{24} = 16.27 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{15.9^2 \cdot 6 + 15.55^2 \cdot 3 + 16.21^2 \cdot 7 + 16.87^2 \cdot 8}{24}} = 16.277 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1 \quad K_{\text{max}} := \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}} = 1.037$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 6.508 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{эф}} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 6.511 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{max}} := P_{\text{max}} \cdot 0.4 = 6.748 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.0137)^5 = 17.415 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot 0.4 = 6.966 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{max.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\text{max}} = 18.058 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{max.прог}} := P_{\text{max.прог}} \cdot 0.4 = 7.223 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\Phi} = 17.423 \quad \text{МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет электрических нагрузок

$$Q_{\text{эф.прог}} := P_{\text{эф.прог}} \cdot 0.4 = 6.969 \quad \text{МВар}$$

ПС Промузел

$$P_{\text{max}} := 20.71 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{18.82 \cdot 6 + 18.40 \cdot 3 + 20.71 \cdot 7 + 20.28 \cdot 8}{24} = 19.805 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{18.82^2 \cdot 6 + 18.40^2 \cdot 3 + 20.71^2 \cdot 7 + 20.28^2 \cdot 8}{24}} = 19.826 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1.001 \quad K_{\text{max}} := \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}} = 1.046$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 7.922 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{эф}} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 7.93 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{max}} := P_{\text{max}} \cdot 0.4 = 8.284 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.0137)^5 = 21.2 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot 0.4 = 8.48 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{max.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\text{max}} = 22.168 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{max.прог}} := P_{\text{max.прог}} \cdot 0.4 = 8.867 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\Phi} = 21.221 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эф.прог}} := P_{\text{эф.прог}} \cdot 0.4 = 8.489 \quad \text{МВар}$$

Лето

ПС Спутник

$$P_{\text{max}} := 13.01 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{9.4 \cdot 6 + 11.964 \cdot 6 + 13.01 \cdot 12}{24} = 11.846 \quad \text{МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет электрических нагрузок

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{9.4^2 \cdot 6 + 11.964^2 \cdot 6 + 13.01^2 \cdot 12}{24}} = 11.938 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1.008 \quad K_{\text{max}} := \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}} = 1.098$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 4.738 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{эф}} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 4.775 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{max}} := P_{\text{max}} \cdot 0.4 = 5.204 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.0137)^5 = 12.68 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot 0.4 = 5.072 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{max.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\text{max}} = 13.926 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{max.прог}} := P_{\text{max.прог}} \cdot 0.4 = 5.57 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\Phi} = 12.778 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эф.прог}} := P_{\text{эф.прог}} \cdot 0.4 = 5.111 \quad \text{МВар}$$

ПС Чайка

$$P_{\text{max}} := 10.01 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{6.21 \cdot 6 + 9.085 \cdot 6 + 10.01 \cdot 12}{24} = 8.829 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{6.21^2 \cdot 6 + 9.085^2 \cdot 6 + 10.01^2 \cdot 12}{24}} = 8.965 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1.015 \quad K_{\text{max}} := \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}} = 1.134$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 3.532 \quad \text{МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет электрических нагрузок

$$Q_{\phi} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 3.586 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{max}} := P_{\text{max}} \cdot 0.4 = 4.004 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.0137)^5 = 9.45 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot 0.4 = 3.78 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{max.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\text{max}} = 10.715 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{max.прог}} := P_{\text{max.прог}} \cdot 0.4 = 4.286 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\Phi} = 9.596 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\phi.\text{прог}} := P_{\text{эф.прог}} \cdot 0.4 = 3.839 \quad \text{МВар}$$

ПС Океанская

$$P_{\text{max}} := 2.181 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{1.53 \cdot 6 + 2.072 \cdot 6 + 2.181 \cdot 12}{24} = 1.991 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{1.53^2 \cdot 6 + 2.072^2 \cdot 6 + 2.181^2 \cdot 12}{24}} = 2.009 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1.009 \quad K_{\text{max}} := \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}} = 1.095$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 0.796 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\phi} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 0.804 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{max}} := P_{\text{max}} \cdot 0.4 = 0.872 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.0137)^5 = 2.131 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot 0.4 = 0.852 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{max.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\text{max}} = 2.335 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{max.прог}} := P_{\text{max.прог}} \cdot 0.4 = 0.934 \quad \text{МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет электрических нагрузок

$$P_{\text{эф.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\Phi} = 2.151 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ф.прог}} := P_{\text{эф.прог}} \cdot 0.4 = 0.86 \quad \text{МВар}$$

ПС Сахарный ключ

$$P_{\text{max}} := 6.112 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{3.99 \cdot 6 + 4.758 \cdot 6 + 6.112 \cdot 12}{24} = 5.243 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{3.99^2 \cdot 6 + 4.758^2 \cdot 6 + 6.112^2 \cdot 12}{24}} = 5.321 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1.015 \quad K_{\text{max}} := \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}} = 1.166$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 2.097 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ф}} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 2.129 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{max}} := P_{\text{max}} \cdot 0.4 = 2.445 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.0137)^5 = 5.612 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot 0.4 = 2.245 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{max.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\text{max}} = 6.542 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{max.прог}} := P_{\text{max.прог}} \cdot 0.4 = 2.617 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\Phi} = 5.696 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ф.прог}} := P_{\text{эф.прог}} \cdot 0.4 = 2.278 \quad \text{МВар}$$

ПС Лазурная

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет электрических нагрузок

$$P_{\max} := 3.3 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{1.75 \cdot 6 + 2.08 \cdot 6 + 3.3 \cdot 12}{24} = 2.607 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{1.75^2 \cdot 6 + 2.08^2 \cdot 6 + 3.3^2 \cdot 12}{24}} = 2.7 \text{ МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1.036 \quad K_{\max} := \frac{P_{\max}}{P_{\text{ср}}} = 1.266$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 1.043 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{ф}} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 1.08 \text{ МВар}$$

$$Q_{\max} := P_{\max} \cdot 0.4 = 1.32 \text{ МВар}$$

ПС Лазурная после присоединения новой нагрузки

$$P_{\max} := 6.3 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{4.75 \cdot 6 + 5.08 \cdot 6 + 6.3 \cdot 12}{24} = 5.607 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{4.75^2 \cdot 6 + 5.08^2 \cdot 6 + 6.3^2 \cdot 12}{24}} = 5.651 \text{ МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1.008 \quad K_{\max} := \frac{P_{\max}}{P_{\text{ср}}} = 1.123$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 2.243 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{ф}} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 2.261 \text{ МВар}$$

$$Q_{\max} := P_{\max} \cdot 0.4 = 2.52 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.0137)^5 = 6.002 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot 0.4 = 2.401 \text{ МВар}$$

$$P_{\max \text{ прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\max} = 6.744 \text{ МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет электрических нагрузок

$$Q_{\text{max.прог}} := P_{\text{max.прог}} \cdot 0.4 = 2.697 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\Phi} = 6.049 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эф.прог}} := P_{\text{эф.прог}} \cdot 0.4 = 2.42 \quad \text{МВар}$$

Мощность протекающая через трансформаторы на ПС Лазурная

$$P_{\text{max}} := 10.2 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{8.8 \cdot 6 + 10.05 \cdot 6 + 10.2 \cdot 12}{24} = 9.813 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{8.8^2 \cdot 6 + 10.05^2 \cdot 6 + 10.2^2 \cdot 12}{24}} = 9.83 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1.002 \quad K_{\text{max}} := \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}} = 1.039$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 3.925 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{эф}} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 3.932 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{max}} := P_{\text{max}} \cdot 0.4 = 4.08 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.0137)^5 = 10.503 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot 0.4 = 4.201 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{max.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\text{max}} = 10.918 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{max.прог}} := P_{\text{max.прог}} \cdot 0.4 = 4.367 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\Phi} = 10.522 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эф.прог}} := P_{\text{эф.прог}} \cdot 0.4 = 4.209 \quad \text{МВар}$$

ПС Промузел

$$P_{\text{max}} := 12.386 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{9.84 \cdot 6 + 12.163 \cdot 6 + 12.386 \cdot 12}{24} = 11.694 \quad \text{МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет электрических нагрузок

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{9.84^2 \cdot 6 + 12.163^2 \cdot 6 + 12.386^2 \cdot 12}{24}} = 11.743 \text{ МВт}$$

$$K_{\Phi} := \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} = 1.004 \quad K_{\text{max}} := \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}} = 1.059$$

$$Q_{\text{ср}} := P_{\text{ср}} \cdot 0.4 = 4.678 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{эф}} := P_{\text{эф}} \cdot 0.4 = 4.697 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{max}} := P_{\text{max}} \cdot 0.4 = 4.954 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.0137)^5 = 12.517 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot 0.4 = 5.007 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{max.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\text{max}} = 13.258 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{max.прог}} := P_{\text{max.прог}} \cdot 0.4 = 5.303 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} := P_{\text{ср.прог}} \cdot K_{\Phi} = 12.57 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эф.прог}} := P_{\text{эф.прог}} \cdot 0.4 = 5.028 \text{ МВар}$$

Выбор трансформаторов для ПС Спутник

Учитываем присоединение нагрузки к ПС Лазурная в размере 6 МВт

$$S := \frac{\sqrt{32.27^2 + 12.91^2}}{2 \cdot 0.7} + \frac{\sqrt{6^2 + 2.4^2}}{2 \cdot 0.7} = 29.442 \text{ МВА}$$

Примем к установке трансформаторы ТДТН - 40000/110/35

$$k := \frac{\sqrt{32.27^2 + 12.91^2}}{2 \cdot 40} + \frac{\sqrt{6^2 + 2.4^2}}{2 \cdot 40} = 0.515$$

$$k := \frac{\sqrt{32.27^2 + 12.91^2}}{1 \cdot 40} + \frac{\sqrt{6^2 + 2.4^2}}{1 \cdot 40} = 1.03$$

Коэффициенты загрузки в допустимых пределах

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет электрических нагрузок

Выбор трансформаторов для ПС Лазурная

$$S_{\text{мв}} := \frac{\sqrt{17.42^2 + 6.97^2}}{2 \cdot 0.7} = 13.402 \text{ МВА}$$

Примем к установке трансформаторы ТДТН - 16000/110/35

$$k_{\text{мв}} := \frac{\sqrt{17.42^2 + 6.97^2}}{2 \cdot 16} = 0.586$$

$$k_{\text{мв}} := \frac{\sqrt{17.42^2 + 6.97^2}}{1 \cdot 16} = 1.173$$

Коэффициенты загрузки в допустимых пределах

Максимальный ток протекающий по линии Отпайка-Лазурная

$$I_{\text{макс}} := \frac{\sqrt{17^2 + (3.6)^2}}{(\sqrt{3}) \cdot 110} = 0.091$$

Расчетный ток протекающий по линии Отпайка-Лазурная

$$I_{\text{расч}} := I_{\text{макс}} \cdot 1.05 \cdot 1.05 = 0.101 \text{ кА}$$

Максимальный ток протекающий по линии Волна-Чайка

$$I_{\text{макс}} := \frac{\sqrt{66.9^2 + 43.5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.419 \text{ кА}$$

Расчетный ток протекающий по линии Волна-Чайка

$$I_{\text{расч}} := I_{\text{макс}} \cdot 1.05 \cdot 1.05 = 0.462 \text{ кА}$$

Максимальный ток протекающий по линии Чайка-Спутник

$$I_{\text{макс}} := \frac{\sqrt{21.9^2 + 15.5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.141 \text{ кА}$$

Расчетный ток протекающий по линии Чайка-Спутник

$$I_{\text{расч}} := I_{\text{макс}} \cdot 1.05 \cdot 1.05 = 0.155 \text{ кА}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Технико-экономическое сравнение двух вариантов

Технико-экономическое сравнение двух вариантов

1 Вариант

Снижение стоимости строительства двухцепной ВЛ при прокладке первой цепи

Сечение до 150 - 220 тыс. руб/км

Сечение 185-240 - 330 тыс. руб/км

Длина демонтируемых проводов на Волна-Чайка равна 3,95 км

Длина демонтируемых проводов на Чайка-Спутник равна 6,15 км

Длина ВЛ Волна-Чайка равна 8,49 км

Длина ВЛ Чайка-Спутник равна 6,15 км

Капиталовложения в ВЛ:

$$K_{\text{ВЛ.В.ч1}} := (1.06 \cdot 1.3 \cdot 4.54 \cdot 1600) - (4.54 \cdot 330) = 8511.592 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\text{ВЛ.В.ч2}} := (1.06 \cdot 1.3 \cdot 3.95 \cdot 1600) - (3.95 \cdot 220) = 7839.96 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\text{ВЛ.Ч.С}} := 1.06 \cdot 1.3 \cdot 6.15 \cdot 1100 = 9322.17 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\text{дем.пров}} := 6.22 \cdot 10.1 = 62.822 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\text{ВЫКЛ1}} := 2 \cdot 7000 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\text{ВЛСУММ}} := K_{\text{ВЛ.В.ч1}} + K_{\text{ВЛ.В.ч2}} + K_{\text{ВЛ.Ч.С}} = 25673.722 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\text{ВЛ.СУММ1}} := 1.125(K_{\text{ВЛСУММ}}) + K_{\text{дем.пров}} + K_{\text{ВЫКЛ1}} = 42946 \text{ тыс. руб}$$

Капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{дем.тр1}} := 2 \cdot 20.8 + 2 \cdot 14 = 69.6 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\text{уст.тр1}} := 2 \cdot 9500 = 19000 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\text{ПС1}} := K_{\text{дем.тр1}} + K_{\text{уст.тр1}} = 19069.6 \text{ тыс. руб}$$

Суммарные капиталовложения:

$$K_{\text{СУММ1}} := K_{\text{ПС1}} + K_{\text{ВЛ.СУММ1}} = 62015.359 \text{ тыс. руб}$$

Расчет амортизационных издержек

$$I_{\text{АМ1}} := \frac{K_{\text{ПС1}}}{20} + \frac{K_{\text{ВЛ.СУММ1}}}{15} = 3816.531 \text{ тыс. руб/год}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Технико-экономическое сравнение двух вариантов

Расчет эксплуатационных издержек

$$\alpha_{\text{ПС}} := 0.0085$$

$$\alpha_{\text{ВЛ}} := 0.059$$

$$И_{\text{ЭКС1}} := \alpha_{\text{ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ.сумм1}} + \alpha_{\text{ПС}} \cdot K_{\text{ПС1}} = 2695.891 \text{ тыс. руб}$$

Значение потерь в вводимых элементах (трансформаторы на ПС
Спутник и вторая цепь линии Волна-Чайка) возьмем из ПВК Rastrwin3.

$$c_0 := 1.670 \text{ тыс.руб/МВт*ч}$$

$$\Delta W_1 := 0.25 \cdot 4704 + 0.083 \cdot 4056 = 1512.648 \text{ МВт*ч}$$

$$И_{\Delta W_1} := c_0 \cdot \Delta W_1 = 2526.122 \text{ тыс. руб/год}$$

Суммарные издержки:

$$И_1 := И_{\text{ЭКС1}} + И_{\text{АМ1}} + И_{\Delta W_1} = 9038.544 \text{ тыс. руб}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$З_1 := 0.0825 \cdot K_{\text{сумм1}} + И_1 = 14154.811 \text{ тыс. руб}$$

2 вариант

Капиталовложения в ВЛ:

$$K_{\text{выкл2}} := 7000 \cdot 3 + 2000 \cdot 5 + 700 \cdot 15 = 41500 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\text{уст.тр2}} := 2 \cdot 7400 = 14800 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\text{ВЛ2}} := 1.06 \cdot 1.3 \cdot 0.5 \cdot 1600 = 1102.4 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\text{ВЛсумм2}} := 1.125 \cdot (K_{\text{ВЛ2}} + 47.5 + 185) + 0.25 + 2 \cdot 7000 = 15502 \text{ тыс. руб}$$

Капиталовложение в ПС:

$$K_{\text{дем.тр2}} := 2 \cdot 14 = 28 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\text{дем.выкл2}} := 2 \cdot 1.9 = 3.8$$

$$K_{\text{ПС2}} := K_{\text{дем.тр2}} + K_{\text{выкл2}} + K_{\text{уст.тр2}} + K_{\text{дем.выкл2}} = 56332 \text{ тыс. руб}$$

Суммарные капиталовложения:

$$K_{\text{сумм2}} := K_{\text{ПС2}} + K_{\text{ВЛсумм2}} = 71833.813 \text{ тыс. руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Технико-экономическое сравнение двух вариантов

Расчет амортизационных издержек

$$И_{АМ2} := \frac{K_{ПС2}}{20} + \frac{K_{ВЛсумм2}}{15} = 3850.057 \text{ тыс. руб/год}$$

Расчет эксплуатационных издержек

$$\alpha_{ПС} := 0.0085$$

$$\alpha_{ВЛ} := 0.059$$

$$И_{ЭКС2} := \alpha_{ВЛ} \cdot K_{ВЛсумм2} + \alpha_{ПС} \cdot K_{ПС2} = 1393.439 \text{ тыс. руб}$$

Значение потерь в вводимых элементах (трансформаторы на ПС Лазурная и линия подключаемая отпайкой к линии Горностаи-Океан) возьмем из ПВК Rastrwin3.

$$c_0 := 1.670 \text{ тыс.руб/МВт*ч}$$

$$\Delta W_2 := 0.09 \cdot 4704 + 0.03 \cdot 4056 = 545.04 \text{ МВт*ч}$$

$$И_{\Delta W_2} := c_0 \cdot \Delta W_2 = 910.217 \text{ тыс. руб/год}$$

$$И_2 := И_{ЭКС2} + И_{АМ2} + И_{\Delta W_2} = 6153.713 \text{ тыс. руб}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$K_{сумм2} = 718.$$

$$З_2 := 0.0825 \cdot K_{сумм2} + И_2 = 12080.003 \text{ тыс. руб}$$

$$З_1 = 14154.811 \text{ тыс. руб}$$

$$З := \frac{(З_1 - З_2)100}{З_1} = 14.658$$

$$K_{инф} := 6.17 \quad T_{лето} := 4056 \text{ ч} \quad T_{зима} := 4704 \text{ ч}$$

$$И_{сумм} := 1000И_2 \cdot K_{инф} = 37968411.292 \text{ руб}$$

Суммарное электропотребление за год с учетом потерь МВт*ч

$$P_{зима} := 9.3 \quad P_{лето} := 3.8$$

$$C := \frac{И_{сумм}}{T_{зима} \cdot P_{зима} + T_{лето} \cdot P_{лето}} = 641.792 \frac{\text{руб}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}} \text{ или } 0.642 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Технико-экономическое сравнение двух вариантов

33.813

Расчет токов КЗ

Значения токов трехфазного замыкания возьмем из RastrWin3

$$i_{кз.ВН} := 7.54 \text{ кА}$$

$$i_{кз.СН} := 6.232 \text{ кА}$$

$$i_{кз.НН} := 15.296 \text{ кА}$$

Расчет ударных токов

$$i_{уд.ВН} := \sqrt{2} \cdot i_{кз.ВН} \cdot 1.8 = 19.196 \text{ кА}$$

$$i_{уд.СН} := \sqrt{2} \cdot i_{кз.СН} \cdot 1.85 = 16.305 \text{ кА}$$

$$i_{уд.НН} := \sqrt{2} \cdot i_{кз.НН} \cdot 1.85 = 40.019 \text{ кА}$$

Расчет апериодических токов

$$i_{ап.ВН} := \sqrt{2} \cdot i_{кз.ВН} = 10.66 \text{ кА}$$

$$i_{ап.СН} := \sqrt{2} \cdot i_{кз.СН} = 8.813 \text{ кА}$$

$$i_{ап.НН} := \sqrt{2} \cdot i_{кз.НН} = 21.632 \text{ кА}$$

Максимальные Токи через выключатели

$$S_{ТЛазурная} := 1 \text{ МВА}$$

$$i_{110.ВН} := \frac{1.4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117.57 \text{ А}$$

$$i_{35.СН} := \frac{1.4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369.504 \text{ А}$$

$$i_{6.НН} := \frac{1.4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 6.6} = 1959.492 \text{ А}$$

$$t_{откл1} := 1.555 \text{ с} \quad Ta1 := 0.05 \quad B_{к1} := i_{кз.ВН}^2 \cdot (t_{откл1} + Ta1) = 91.3 \text{ кА}$$

$$t_{откл2} := 1.055 \text{ с} \quad Ta2 := 0.05 \quad B_{к2} := i_{кз.СН}^2 \cdot (t_{откл2} + Ta2) = 42.9 \text{ кА}$$

$$t_{откл3} := 0.555 \text{ с} \quad Ta3 := 0.05 \quad B_{к3} := i_{кз.НН}^2 \cdot (t_{откл3} + Ta3) = 141.6 \text{ кА}$$

Выбор выключателей

РУ ВН

Паспорт ВГТ-110-40/2000 УХЛ1 Расчет

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В Выбор оборудования на подстанции

$I_{НОМ} := 2000 \text{ А}$	$i_{110.ВН} = 117.5 \text{ А}$
$U_{НОМ} := 110 \text{ кВ}$	$U_p := 110 \text{ кВ}$
$i_{пр.скв} := 102 \text{ кА}$	$i_{уд.ВН} = 19.196 \text{ кА}$
$I_{ВКЛ} := 40 \text{ кА}$	$i_{кз.ВН} = 7.541 \text{ кА}$
$I_{ОТКЛ} := 40 \text{ кА}$	$i_{кз.ВН} = 7.541 \text{ кА}$
$i_{аном1} := 25.46 \text{ кА}$	$i_{ап.ВН} = 10.665 \text{ кА}$
$I_{Тер} := 40 \text{ кА}$	
$(I_{Тер})^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к1} = 91.271 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

РУ СН

Паспорт HD4-36-16/630

$I_{НОМ} := 630 \text{ А}$	Расчет
$U_{НОМ} := 36 \text{ кВ}$	$i_{35.СН} = 369.50 \text{ А}$
$i_{пр.скв} := 40 \text{ кА}$	$U_p := 35 \text{ кВ}$
$I_{ВКЛ} := 16 \text{ кА}$	$i_{уд.СН} = 16.305 \text{ кА}$
$I_{ОТКЛ} := 16 \text{ кА}$	$i_{кз.СН} = 6.232 \text{ кА}$
$i_{аном1} := 11.2 \text{ кА}$	$i_{кз.СН} = 6.232 \text{ кА}$
$I_{Тер} := 16 \text{ кА}$	$i_{ап.СН} = 8.813 \text{ кА}$
$(I_{Тер})^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к2} = 42.916 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

РУ НН

Паспорт LF-6-40/2000

$I_{НОМ} := 2000 \text{ А}$	Расчет
$U_{НОМ} := 6.3 \text{ кВ}$	$i_{6.НН} = 1959.49 \text{ А}$
$i_{пр.скв} := 102 \text{ кА}$	$U_p := 6 \text{ кВ}$
$I_{ВКЛ} := 40 \text{ кА}$	$i_{уд.НН} = 40.019 \text{ кА}$
$I_{ОТКЛ} := 40 \text{ кА}$	$i_{кз.НН} = 15.296 \text{ кА}$
$i_{аном1} := 28 \text{ кА}$	$i_{кз.НН} = 15.296 \text{ кА}$
$I_{Тер} := 40 \text{ кА}$	$i_{ап.НН} = 21.632 \text{ кА}$

$$(I_{\text{тер}})^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к3}} = 141.55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбор разъединителей

РУ ВН

РПД-110-1/1250 УХЛ1

$$I_{\text{НОМ}} := 1250 \text{ кА}$$

$$i_{110.\text{ВН}} = 117.5 \text{ кА}$$

$$U_{\text{НОМ}} := 110 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{р}} := 110 \text{ кВ}$$

$$i_{\text{СКВ}} := 64 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд.ВН}} = 19.196 \text{ кА}$$

$$I_{\text{тер}} := 25 \text{ кА}$$

$$(I_{\text{тер}})^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к1}} = 91.271 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

РПД-110-2/1250 УХЛ1

$$I_{\text{НОМ}} := 1250 \text{ кА}$$

$$i_{110.\text{ВН}} = 117.5 \text{ кА}$$

$$U_{\text{НОМ}} := 110 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{р}} := 110$$

$$i_{\text{СКВ}} := 64 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд.ВН}} = 19.196 \text{ кА}$$

$$I_{\text{тер}} := 25 \text{ кА}$$

$$(I_{\text{тер}})^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к1}} = 91.271 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

РУ СН

РВР-35/630 У3

$$I_{\text{НОМ}} := 630 \text{ кА}$$

$$i_{35.\text{СН}} = 369.50 \text{ кА}$$

$$U_{\text{НОМ}} := 35 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{р}} := 35 \text{ кВ}$$

$$i_{\text{СКВ}} := 51 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд.СН}} = 16.305 \text{ кА}$$

$$I_{\text{тер}} := 20 \text{ кА}$$

$$(I_{\text{тер}})^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к2}} = 42.916 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

РУ НН

РВР-10/2000 УХЛ1

$$I_{\text{НОМ}} := 2000 \text{ кА}$$

$$i_{6.\text{НН}} = 1959.49 \text{ кА}$$

$$U_{\text{НОМ}} := 10 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{р}} := 6 \text{ кВ}$$

$$i_{\text{СКВ}} := 85 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд.НН}} = 40.019 \text{ кА}$$

$$I_{\text{тер}} := 36.5 \text{ кА}$$

$$(I_{\text{тер}})^2 \cdot 3 = 3996.7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad W_{\text{кз}} = 141.55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбор гибкой ошиновки РУ ВН

$$I_{\text{нормсн}} := \frac{0.7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 58.785 \text{ кА}$$

$$I_{\text{махсн}} := \frac{1.4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117.57 \text{ кА}$$

$$\text{Выберем провод АС-185/29} \quad I_{\text{доп}} := 390 \text{ А}$$

тк значение тока трехфазного КЗ не превышает 20 кА то электродинамическое действие можно не учитывать

проверка на термическое действие не проводится тк шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе

$$m := 0.82$$

$$q := 120 \text{ мм}^2$$

$$r := 0.76 \text{ см}$$

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r}} \right) = 33.368 \quad \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$D_{\text{ср}} := 1.26 \cdot 500 = 630 \text{ см}$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 110}{r \cdot \log\left(\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r}\right)\right)} = 17.6 \quad \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$E \cdot 1.07 = 18.8 \quad \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \quad E_0 \cdot 0.9 = 30 \quad \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$18.8 \leq 30$$

Выбор по экономической плотности тока

Выбираем сечение по экономической плотности тока $J_{\text{э}} := 1.1 \text{ А/мм}^2$

$$q_{\text{э2}} := \frac{I_{\text{нормсн}}}{J_{\text{э}}} = 53.441 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод АС-120/29

Выбор гибкой ошиновки РУ СН

$$I_{\text{нормсн}} := \frac{0.7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 184.752 \text{ кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В Выбор оборудования на подстанции

$$I_{\text{махрсн}} := \frac{1.4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369.504 \text{ А} \quad I_{\text{ном}} := 510 \text{ кА}$$

Выберем провод АС-185/29

тк значение тока трехфазного КЗ не превышает 20 кА то электродинамическое действие можно не учитывать

проверка на термическое действие не проводится тк шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе

$$m := 0.82$$

$$q := 185 \text{ мм}^2$$

$$r := 0.94 \text{ см}$$

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r}} \right) = 32.508 \quad \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$D_{\text{ср}} := 1.26 \cdot 350 = 441 \text{ см}$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 35}{r \cdot \log\left(\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r}\right)\right)} = 4.9 \quad \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$E \cdot 1.07 = 5.3 \quad \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \quad E_0 \cdot 0.9 = 29.3 \quad \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

$$5.3 \leq 29.3$$

Выбор по экономической плотности тока

Выбираем сечение по экономической плотности тока $J_{\text{э}} := 1.1 \text{ А/мм}^2$

$$q_{\text{э2}} := \frac{I_{\text{номрсн}}}{J_{\text{э}}} = 167.956 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод АС-185/29

Выбор гибкой ошиновки РУ НН

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше, поэтому проверку по условиям короны не выполняем.

тк значение тока трехфазного КЗ не превышает 20 кА то электродинамическое действие можно не учитывать

проверка на термическое действие не проводится тк шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе

$$I_{\text{номрсн}} := \frac{0.7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 6.6} = 979.746 \text{ кА}$$

$$I_{\text{махрсн}} := \frac{1.4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 6.6} = 1959.492 \text{ кА}$$

Выберем провод АС-185/29 $I_{\text{доп}} := 510 \text{ А}$
 $q := 185 \text{ мм}^2$

Выбор по экономической плотности тока

Выбираем сечение по экономической плотности тока $J_{\text{э}} := 1.1 \text{ А/мм}^2$
 $q_{\text{э}} := \frac{I_{\text{нормсн}}}{J_{\text{э}}} = 890.678 \text{ мм}^2$

В РУ 6-10 кВ гибкие токопроводы выполняются пучком проводов.
 Выбираем несущий провод АС-500/64 тогда сечение алюминиевых проводов должно быть

$I_{\text{доп}} := 960 \text{ А}$

$m := 0.82$

$q_{\text{ас}} := 5 \text{ мм}^2$

$q_{\text{а}} := q_{\text{э}} - q_{\text{ас}} = 390.678 \text{ мм}^2$

Число проводов А-500

$n := q_{\text{а}} \div 240 = 1.628$

Принимаем токопровод АС-500/64 + 2*А-240 диаметром одного провода 20 мм, расстояние между фазами 3м

$I_{\text{доп}} := 960 + 2 \cdot 610 = 2180 \text{ А}$

Выбор трансформаторов тока

РУ ВН

мощность наиболее загр. фазы (ВА): $S_{\Sigma} := 2.17$

вторичный ток тр-ра тока (А) $I_{2\text{н}} := 5$

определяем сопротивление приборов (ом): $r_{\text{приб}} := \frac{S_{\Sigma}}{I_{2\text{н}}^2} = 0.087$

сопротивление контактов (ом): $r_{\text{конт}} := 0.1$

тр-ра тока ТОГФ-110-150/5 УХЛ1

$I_{\text{ном}} := 150 \text{ кА}$ $i_{110.\text{ВН}} = 117.57 \text{ кА}$

$U_{\text{ном}} := 110 \text{ кВ}$ $U_{\text{р}} := 110 \text{ кВ}$

$i_{\text{элд}} := 64 \text{ кА}$ $i_{\text{уд.ВН}} = 19.196 \text{ кА}$

$I_{\text{тер}} := 25 \text{ кА}$

$(I_{\text{тер}})^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{\text{к1}} = 91.271 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

номинальная нагрузка вторичной цепи тр-ра тока (ом): $Z_{2\text{н}} := \frac{15}{5^2} = 0.6$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В Выбор оборудования на подстанции

определяем сопротивление провода $r_{\text{пров}} := Z_{2Н} - r_{\text{конт}} - r_{\text{приб}} = 0.413$
длина провода (м): $l := 90$

удельное сопротивление провода типа КРВГ ($\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$): $\rho := 0.01762$

определяем сечение провода (мм^2): $q_{\text{пров}} := \rho \cdot \frac{l}{r_{\text{пров}}} = 3.838$ принимаем 4

$$Z_2 := \frac{\rho \cdot l}{4} + 0.1 + 0.087 = 0.583 \text{ Ом}$$

РУ СН

мощность наиболее загр. фазы (ВА): $S_{\Sigma} := 1.62$

вторичный ток тр-ра тока (А) $I_{2Н} := 5$

определяем сопротивление приборов (ом): $r_{\text{приб}} := \frac{S_{\Sigma}}{I_{2Н}^2} = 0.065$

сопротивление контактов (ом): $r_{\text{конт}} := 0.1$

тр-ра тока ТЛК-35-400/5 УХЛ2.1

$$I_{\text{ном}} := 400 \text{ кА} \quad i_{35.СН} = 369.504 \text{ кА}$$

$$U_{\text{ном}} := 35 \text{ кВ} \quad U_p := 35 \text{ кВ}$$

$$i_{\text{уд}} := 80 \text{ кА} \quad i_{\text{уд.СН}} = 16.305 \text{ кА}$$

$$I_{\text{тер}} := 31.5 \text{ кА}$$

$$(I_{\text{тер}})^2 \cdot 3 = 2976.7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad B_{к2} = 42.916 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

номинальная нагрузка вторичной цепи тр-ра тока (ом): $Z_{2Н} := \frac{30}{5^2} = 1.2$

определяем сопротивление провода $r_{\text{пров}} := Z_{2Н} - r_{\text{конт}} - r_{\text{приб}} = 1.035$
длина провода (м): $l := 35$

удельное сопротивление провода типа КРВГ ($\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$): $\rho := 0.01762$

определяем сечение провода (мм^2): $q_{\text{пров}} := \rho \cdot \frac{l}{r_{\text{пров}}} = 0.596$ принимаем 4

$$Z_2 := \frac{\rho \cdot l}{4} + 0.1 + 0.835 = 1.089 \text{ Ом}$$

РУ НН

мощность наиболее загр. фазы (ВА): $S_{\Sigma} := 1.62$

вторичный ток тр-ра тока (А) $I_{2Н} := 5$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В Выбор оборудования на подстанции

определяем сопротивление приборов (ом): $r_{\text{приб}} := \frac{S_{\Sigma}}{I_{2H}^2} = 0.065$

сопротивление контактов (ом): $r_{\text{конт}} := 0.1$

тр-ра тока ТЛО-10-2000/5 УХЛЗ

$I_{\text{ном}} := 2000$ кА $i_{6.HH} = 1959.492$ кА

$U_{\text{ном}} := 10$ кВ $U_p := 6$ кВ

$i_{\text{удд}} := 250$ кА $i_{\text{уд.HH}} = 40.019$ кА

$I_{\text{тер}} := 57.75$ кА

$(I_{\text{тер}})^2 \cdot 3 = 10005$ кА²·с $B_{K2} = 42.916$ кА²·с

номинальная нагрузка вторичной цепи тр-ра тока (ом): $Z_{2H} := \frac{25}{5^2} = 1$

определяем сопротивление провода $r_{\text{пров}} := Z_{2H} - r_{\text{конт}} - r_{\text{приб}} = 0.835$

длина провода (м): $l := 6$

удельное сопротивление провода типа КРВГ ($\frac{\text{ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$): $\rho := 0.01762$

определяем сечение провода (мм²): $\rho_{\text{пров}} := \rho \cdot \frac{l}{r_{\text{пров}}} = 0.127$ принимаем 4

$Z_{2H} := \frac{\rho \cdot l}{4} + 0.1 + 0.835 = 0.961$ Ом

Выбор трансформаторов напряжения

РУВН

Разносим по фазам измерительные приборы

сумм. мощность (ВА): $S_{\Sigma} := 11.26$ ВА

тр-р напряжения ЗНГ-110-УХЛ1

$U_{\text{ном}} := 110$ кВ $U_p := 110$ кВ

$S_{\Sigma \text{ ном}} := 200$ ВА $S_{\Sigma} := 11.26$ ВА

РУСН

Разносим по фазам измерительные приборы

сумм. мощность (ВА): $S_{\Sigma} := 21.23$ ВА

тр-р напряжения ЗНОЛ-35-УХЛ1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В Выбор оборудования на подстанции

$$U_{\text{НОМ}} := 35 \text{ кВ} \quad U_p := 35 \text{ кВ}$$

$$S_{\Sigma \text{НОМ}} := 50 \text{ ВА} \quad S_{\Sigma} := 142 \text{ ВА}$$

РУНН

Разносим по фазам измерительные приборы

$$\text{сумм. мощность (ВА): } S_{\Sigma} := 45.44 \text{ ВА}$$

тр-р напряжения ЗНОЛ-6-50 У3

$$U_{\text{НОМ}} := 6 \text{ кВ} \quad U_p := 6 \text{ кВ}$$

$$S_{\Sigma \text{НОМ}} := 15 \text{ ВА} \quad S_{\Sigma} := 45.44 \text{ ВА}$$

Выбор аккумуляторных батарей

Число основных элементов в батарее:

$$U_{\text{Ш}} := 230 \text{ В} \quad U_{\text{ПА}} := 2.15 \text{ В}$$

$$n_0 := \frac{U_{\text{Ш}}}{U_{\text{ПА}}} = 106.977 \text{ шт}$$

Общее число элементов:

$$n := \frac{220}{1.75} = 125.714 \text{ шт}$$

Примем к установке аккумуляторные батареи типа ТБ-600 в количестве 126 штук

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчет молниезащиты и заземления

Грозоупорность ВЛ 110 кВ Лазурная - от линии Горностай -
Океан

$$\begin{array}{llll}
 l_{\text{пр}} := 250 \text{ м} & U_{\text{НОМ}} := 110 & R_{\text{и}} := 15 \text{ Ом} & M_0 := 0.2 \frac{\text{мкГн}}{\text{м}} \\
 h_{\text{ср}} := 21.83 \text{ м} & & K_{\text{отв}} := 0.85 & \tau_{\text{ф}} := 2 \text{ мкс} \\
 h_{\text{оп}} := 29.5 \text{ м} & & l_{\text{разр}} := 1.287 \text{ м} & L_0 := 0.5 \\
 h_{\text{пр}} := 25 \text{ м} & h_{\text{с}} := 11 \text{ м} & N_{\text{Г.д.}} := 50 & n := 1 \\
 h_{\text{тр}} := 29.5 \text{ м} & \Delta h := 5 \text{ м} & E_{\text{ср}} := 700 \frac{\text{кВ}}{\text{м}} & U_{\text{о.п50\%}} := 1150 \text{ кВ} \\
 r_{\text{пр}} := 0.0112 \text{ м} & h_{\text{тр.ср}} := 21.83 & d_{\text{тр}} := 0 & N_{\text{Г.ч.}} := 20
 \end{array}$$

$$L_y := 2780 \text{ мм} \quad H_{\text{из}} := 1270 \text{ мм}$$

1) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в опору

Плотность разряда линии на землю

$$P_0 := 0.05 \cdot N_{\text{Г.д.}} = 2.5$$

Общее число ударов молнии на 100 км в линии

$$N := 0.2 \cdot P_0 \cdot \left(\frac{d_{\text{тр}}}{2} + 5 \cdot h_{\text{ср}} - \frac{2 \cdot h_{\text{ср}}^2}{30} \right) = 38.69$$

Общее число ударов молнии в опору

$$N_{\text{оп}} := 4 \cdot N \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{l_{\text{пр}}} = 18.262$$

Если $\frac{L_y}{H_{\text{из}}}$ больше 2, а $l_{\text{разр}} < 2\text{м}$ то $k_{\text{кон}} := 1.35$ $k_E := 1$

$$U_{50\%} := U_{\text{о.п50\%}} \cdot k_{\text{кон}} \cdot k_E = 1552.5 \text{ кВ}$$

Критическое значение тока молнии при прорыве сквозь защиту

$$I_{\text{кр}} := \frac{U_{50\%}}{R_{\text{и}} + \frac{K_{\text{отв}}^2 \cdot L_0 \cdot h_{\text{оп}}}{\tau_{\text{ф}}} + \frac{M_0 \cdot h_{\text{оп}}}{\tau_{\text{ф}}}} = 66.693 \text{ кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет молниезащиты и заземления

Вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в опору

$$P_{\text{оп}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр}}} = 0.069$$

Вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу

$$\eta := 10^{-2} \cdot \left(0.92 \cdot \frac{126}{I_{\text{разр}}} - 6 \right) = 0.841$$

Удельное число отключений ВЛ при ударе молнии в опору

$$n_{\text{оп}} := N_{\text{оп}} \cdot P_{\text{оп}} \cdot \eta = 1.066$$

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

Горизонтальное смещение провода относительно троса $\Delta S := 2.5$ м

Угол тросовой защиты:

$$\alpha := \tan\left(\frac{\Delta S}{\Delta h}\right) = 0.546 \quad \alpha_1 := \alpha \cdot \frac{180}{\pi} = 31.301$$

Вспомогательный коэффициент:

$$D := 1 + 10^{-3} U_{\text{ном}} \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{\Delta h} \cdot \left[\frac{(10^{-3} U_{\text{ном}})^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{тр}}}{r_{\text{тр}}}\right)} \right]^3 = 1$$

Вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту

$$P_{\alpha} := e^{\frac{1}{D} \cdot \left(\frac{0.55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{\text{тр}} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)} = 0.00025$$

Число прорывов молнии на 100 км линии:

$$N_{\text{пр}} := N \cdot P_{\alpha} = 0.01$$

$$Z_{\text{кор.пр}} := 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{тр.ср}}}{r_{\text{тр}}}\right) = 496.096 \quad \text{Ом}$$

50% разрядное напряжение при прорыве молнии сквозь тросовую защиту:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет молниезащиты и заземления

$$U_{50\%} := U_{0.п50\%} \cdot \left[0.92 - 0.0121e^{(0.74 - I_{\text{разр}} \cdot 2) \cdot (I_{\text{разр}} - 3)} \right] = 735.981 \quad \text{кВ}$$

Критическое значение тока молнии при прорыве сквозь защиту

$$I_{\text{кр}} := \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{\text{кор.пр}} \cdot 0.9} = 3.297 \quad \text{кА}$$

Вероятность обратного перекрытия линейной изоляции

$$P_{\text{пр}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр}}} = 0.876$$

Удельное число отключений ВЛ при ударе молнии в провод

$$n_{\text{пр}} := N_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot \eta = 0.007$$

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

Коэффициент затухания электромагнитной волны:

$$\beta := 1.16 \cdot \frac{\ln\left(\frac{1.5 \cdot E_{\text{ср}} \cdot h_{\text{тр}}}{550}\right)}{\sqrt{\ln\left(\frac{2 \cdot 29.5}{r_{\text{пр}}}\right)}} = 0.796$$

Скорость распространения волны:

$$\nu := 300 \cdot \beta = 238.678 \frac{\text{м}}{\text{мкс}}$$

Волновое сопротивление троса:

$$Z_{\text{тр}} := 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{пр}}}{r_{\text{пр}}}\right) \cdot \beta \cdot \frac{1}{n^2} = 401.16 \text{ Ом}$$

Электромагнитный коэффициент связи:

геометрический коэффициент связи по ЭТС3 равен $k_{\text{Г}} := 0.19$

$$K := \frac{k_{\text{Г}}}{\beta} = 0.239$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет молниезащиты и заземления

Критическая крутизна фронта тока молнии

$$a_{кр} := \frac{2 \cdot E_{ср} \cdot \nu \cdot \Delta h}{Z_{тр} \cdot (1 - K) \cdot I_{пр}} = 21.886 \frac{\text{кВ}}{\text{мкс}}$$

Вероятность импульсного перекрытия изоляционного промежутка
трос-провод

$$P_{тр} := e^{-0.008 \cdot a_{кр}} = 0.839$$

Число ударов молнии в трос:

$$N_{тр} := N - N_{пр} - N_{оп} = 20.419$$

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

$$n_{тр} := N_{тр} \cdot P_{тр} \cdot \eta = 14.409$$

Эквивалентная ширина, с которой собираются все боковые разряды

$$R_э := 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} = 46.933 \text{ м} \quad A := 41 \text{ м}$$
$$B := 27 \text{ м}$$

P_{α} := 0.005 вероятная доля опасности грозových перенапряжений в
ошиновке ОРУ

$\eta_{п}$:= 0.9 вероятности перехода импульсного перекрытия изоляции в
силовую дугу

$\eta_{оп}$:= 0.9

$$P_0 := 0.05 \cdot N_{г.ч.} = 1$$

Число перекрытий при прямых ударах молнии

$$N_{пу} := P_0 \cdot (A + 2 \cdot R_э) \cdot (B + 2 \cdot R_э) \cdot (\eta_{п} \cdot P_{\alpha} \cdot P_{пр} + \eta_{оп} \cdot P_{оп}) 10^{-6} = 0.0011$$

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС 110 кВ
из-за разрядов в ОРУ

$$T_{пу} := \frac{1}{N_{пу}} = 923.693 \text{ лет}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет молниезащиты и заземления

Расчет молниезащиты ПС 110 кВ Лазурная

Размеры ОРУ:

$$A := 41 \text{ м}$$

$$B := 27 \text{ м}$$

Высота молниеотводов:

$$h_1 := 23 \text{ м} \quad h_3 := 23 \text{ м} \quad h_5 := 23 \text{ м}$$

$$h_2 := 23 \text{ м} \quad h_4 := 23 \text{ м} \quad h_6 := 23 \text{ м}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{13} := 27 \text{ м} \quad L_{12} := 27 \text{ м} \quad L_{35} := 15 \text{ м}$$

$$L_{24} := 27 \text{ м} \quad L_{34} := 27 \text{ м} \quad L_{46} := 15 \text{ м}$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}1} := 0.85 \cdot h_1 = 19.55 \text{ м}$$

$$h_{\text{эф}2} := 0.85 \cdot h_2 = 19.55 \text{ м}$$

$$h_{\text{эф}3} := 0.85 \cdot h_3 = 19.55 \text{ м}$$

$$h_{\text{эф}4} := 0.85 \cdot h_4 = 19.55 \text{ м}$$

$$h_{\text{эф}5} := 0.85 \cdot h_5 = 19.55 \text{ м}$$

$$h_{\text{эф}6} := 0.85 \cdot h_6 = 19.55 \text{ м}$$

Радиусы зон защиты на уровне земли:

$$r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1)h_1 = 24.242 \text{ м}$$

$$r_{02} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2)h_2 = 24.242 \text{ м}$$

$$r_{03} := (1.1 - 0.002 \cdot h_3)h_3 = 24.242 \text{ м}$$

$$r_{04} := (1.1 - 0.002 \cdot h_4)h_4 = 24.242 \text{ м}$$

$$r_{05} := (1.1 - 0.002 \cdot h_5)h_5 = 24.242 \text{ м}$$

$$r_{06} := (1.1 - 0.002 \cdot h_5)h_5 = 24.242 \text{ м}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x := 11.35 \text{ м}$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет молниезащиты и заземления

$$r_{x1} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1) \cdot (h_1 - 1.2 \cdot h_x) = 9.887 \quad \text{м}$$

$$r_{x2} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2) \cdot (h_2 - 1.2 \cdot h_x) = 9.887 \quad \text{м}$$

$$r_{x3} := (1.1 - 0.002 \cdot h_3) \cdot (h_3 - 1.2 \cdot h_x) = 9.887 \quad \text{м}$$

$$r_{x4} := (1.1 - 0.002 \cdot h_4) \cdot (h_4 - 1.2 \cdot h_x) = 9.887 \quad \text{м}$$

$$r_{x5} := (1.1 - 0.002 \cdot h_5) \cdot (h_5 - 1.2 \cdot h_x) = 9.887 \quad \text{м}$$

$$r_{x6} := (1.1 - 0.002 \cdot h_6) \cdot (h_6 - 1.2 \cdot h_x) = 9.887 \quad \text{м}$$

Также молниеотводы должны защищать трансформаторы ТДТН 16000/110/35

$$h_{\text{ХТ}} := 5.32 \quad \text{м}$$

Трансформаторы находятся на расстоянии 6 м от молниеотводов 5 и 6

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{\text{ХТ5}} := (1.1 - 0.002 \cdot h_5) \cdot (h_5 - 1.2 \cdot h_{\text{ХТ}}) = 17.513 \quad \text{м}$$

$$r_{\text{ХТ6}} := (1.1 - 0.002 \cdot h_6) \cdot (h_6 - 1.2 \cdot h_{\text{ХТ}}) = 17.513 \quad \text{м}$$

Наименьшие высоты внутренних зон:

- между 1 и 3

$$h_{\text{сх13}} := h_{\text{эф1}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{13} - h_1) = 18.842 \quad \text{м}$$

- между 2 и 4:

$$h_{\text{сх24}} := h_{\text{эф2}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{24} - h_2) = 18.842 \quad \text{м}$$

- между 1 и 2:

$$h_{\text{сх12}} := h_{\text{эф1}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1) = 18.842 \quad \text{м}$$

- между 3 и 4:

$$h_{\text{сх34}} := h_{\text{эф3}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3) \cdot (L_{34} - h_3) = 18.842 \quad \text{м}$$

- между 3 и 5:

$$h_{\text{сх35}} := h_{\text{эф3}} = 19.55 \quad \text{м}$$

- между 4 и 6:

$$h_{\text{сх46}} := h_{\text{эф4}} = 19.55 \quad \text{м}$$

Наименьшая ширина внутренних зон на уровне защищаемого объекта:

- между 1 и 2:

- между 1 и 3:

$$r_{\text{сх12}} := r_{03} \cdot \frac{h_{\text{сх12}} - h_x}{h_{\text{сх12}}} = 9.639 \quad \text{м} \quad r_{\text{сх13}} := r_{03} \cdot \frac{h_{\text{сх13}} - h_x}{h_{\text{сх13}}} = 9.639 \quad \text{м}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет молниезащиты и заземления

- между 3 и 4:

$$r_{cx34} := r_{04} \cdot \frac{h_{cx34} - h_x}{h_{cx34}} = 9.639 \text{ м}$$

- между 3 и 5:

$$r_{cx35} := r_{x3} = 9.887 \text{ м}$$

- между 4 и 6:

$$r_{cx46} := r_{x4} = 9.887 \text{ м}$$

- между 2 и 4:

$$r_{cx24} := r_{04} \cdot \frac{h_{cx24} - h_x}{h_{cx24}} = 9.639 \text{ м}$$

Возможная поражаемость защищаемого объекта в зонах при отсутствии молниезащиты:

$$n_{\text{ww}} := 20 \text{ грозовых часов}$$

$$N_{A1} := 0.06n \cdot (A + 10 \cdot h_x)(B + 10 \cdot h_x) 10^{-6} = 0.026$$

$$\psi_i := 0.68 \quad \psi_g := 0.7$$

$$\gamma_{A1} := N_{A1} \cdot \psi_i \cdot \psi_g = 0.012$$

$$m_{A1} := \frac{1}{\gamma_{A1}} = 80.65 \text{ лет}$$

Возможная поражаемость защищаемого объекта в зонах при наличии молниезащиты:

$$n_{\text{ww}} := 20 \text{ грозовых часов}$$

$$N_{A2} := 0.06n \cdot (A + 10 \cdot h_1)(B + 10 \cdot h_1) 10^{-6} = 0.084$$

$$\psi_i := 0.68 \quad \psi_g := 0.7 \quad \psi_n := 10^{-3}$$

$$\gamma_{A2} := N_{A2} \cdot \psi_i \cdot \psi_g \cdot \psi_n = 0.00004$$

$$m_{A2} := \frac{1}{\gamma_{A2}} = 25136.765 \text{ лет}$$

Расчет заземляющего устройства ПС 110 кВ Лазурная

$$A_{\text{ww}} := 78.5 \text{ м} \quad B_{\text{ww}} := 39 \text{ м}$$

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S_{\text{ww}} := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 3423 \text{ м}^2$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет молниезащиты и заземления

Расстояние между полосами сетки:

$$a := 6 \text{ м}$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$c := 5 \text{ м}$$

Общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_T := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot \left(\frac{B + 2 \cdot 1.5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1.5) \cdot \left(\frac{A + 2 \cdot 1.5}{a} \right) = 1141 \text{ м}$$

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

Число ячеек:

$$m_{\text{расч}} := \frac{L_T}{2 \cdot \sqrt{S}} = 9.751$$

$$m := 10$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) = 1287.141$$

Число вертикальных электродов:

$$n_B := \text{round} \left(\frac{4\sqrt{S}}{c} \right) = 47$$

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

$l_B := 5$ - длина вертикальных электродов

$$R_{\text{ПС}} := 14.42 \cdot \left(\frac{0.37}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 0.101 \text{ Ом}$$

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находится за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана. Стационарное сопротивление заземления ПС:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет молниезащиты и заземления

$$R_{\text{стац}} := \frac{6.5 \cdot R_{\text{ПС}}}{6.5 + R_{\text{ПС}}} = 0.099 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона.

$$I_{\text{МОЛН}} := 85 \text{ кА}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{имп}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(14.42 + 320) \cdot (I_{\text{МОЛН}} + 45)}} = 1.421$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{\text{имп}} := \alpha_{\text{имп}} \cdot R_{\text{стац}} = 0.141 \text{ Ом}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Расчет уставок релейной защиты трансформатора

Расчет защит силового трансформатора ведется для терминалов "RET-521"

Расчет ДЗТ на ПС 110 кВ Лазурная

Первичные номинальные токи трансформатора

$$I_{\text{НОМ.ВН}} := \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80.327 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.СН}} := \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 38.5} = 239.938 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} := \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6.6} = 1399.637 \text{ А}$$

Коэффициенты трансформации ТТ

$$k_{\text{ТТ.ВН}} := \frac{150}{5} = 30$$

$$k_{\text{ТТ.СН}} := \frac{400}{5} = 80$$

$$k_{\text{ТТ.НН}} := \frac{2000}{5} = 400$$

Вторичные номинальные токи трансформатора

$$I_{\text{НОМ.ВН.втор}} := \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 2.678 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.СН.втор}} := \frac{I_{\text{НОМ.СН}}}{k_{\text{ТТ.СН}}} = 2.999 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН.втор}} := \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{k_{\text{ТТ.НН}}} = 3.499 \text{ А}$$

Определение начального тока срабатывания ДЗТ

$k_{\text{пер1}} := 1.5$ - коэф., учитывающий переходный процесс;

$k_{\text{пер2}} := 2.5$

$k_{\text{одн}} := 1$ - коэф. однотипности;

$\varepsilon_{\text{ТТ}} := 0.1$ - погрешность ТТ;

Погрешность РПН:

$\Delta U_{\text{рпн}} := 0.02$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет уставок релейной защиты трансформатора

$\Delta f_{\text{выр}} := 0.02$ - относительная погрешность выравнивания
токов плеч;

$$I_{\text{Нб.расч}} := (k_{\text{пер}2} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}}) = 0.29$$

$$I_{\text{торм}} := 1.25$$

$$k_{\text{отс}} := 1.1$$

$$I_{\text{д.мин}} := I_{\text{торм}} \cdot k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}1} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}}) = 0.261$$

$$I_{\text{д}0} := 0.25 \quad I_{\text{скв}} := 3 \quad I_{\text{Т.расч}3} := 2.58 \quad I_{\text{Т.расч}4} := 2.25$$

$$K_{\text{Т1.3}} := \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{Нб.расч}} \cdot I_{\text{скв}} - 0.7}{I_{\text{скв}} - I_{\text{Т.расч}3}} = 0.612 \quad 0.612 \geq 0.3$$

$$K_{\text{Т1.3}} := \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{Нб.расч}} \cdot I_{\text{скв}} - 0.7}{I_{\text{скв}} - I_{\text{Т.расч}4}} = 0.343 \quad 0.343 \geq 0.4$$

Ток срабатывания МТЗ

$$P_{\text{ВН}} := 17 \text{ МВт} \quad Q_{\text{ВН}} := 3.6 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{СН}} := 7.7 \text{ МВт} \quad Q_{\text{СН}} := 1.6 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{НН}} := 9.3 \text{ МВт} \quad Q_{\text{НН}} := 4 \text{ МВар}$$

$$I_{\text{Р.махвн}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ВН}}^2 + Q_{\text{ВН}}^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.091 \text{ кА}$$

$$I_{\text{Р.махсн}} := \frac{\sqrt{P_{\text{СН}}^2 + Q_{\text{СН}}^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0.13 \text{ кА}$$

$$I_{\text{Р.махнн}} := \frac{\sqrt{P_{\text{НН}}^2 + Q_{\text{НН}}^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 0.974 \text{ кА}$$

Ток срабатывания защиты на стороне ВН

$$K_{\text{Н}} := 1.2 \quad - \text{коэф. надежности};$$

$$K_{\text{САМ}} := 2.5 \quad - \text{коэф. самозапуска двигателей};$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет уставок релейной защиты трансформатора

$K_B := 0.8$ - коэф. возврата;

$$I_{\min 2\phi 110} := 3459 \text{ A} \quad I_{\min 2\phi 35} := 2810 \text{ A} \quad I_{\min 2\phi 6} := 6770 \text{ A}$$

$$I_{C.3.1} := \frac{K_H \cdot K_{CAM} \cdot 10^3 I_{P.\max VH}}{K_B} = 342.021 \text{ A}$$

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{\min 2\phi 110}}{I_{C.3.1}} = 10.113 \quad K_{\text{ч}} \geq 1.5$$

$$I_{C.3.2} := \frac{K_H \cdot K_{CAM} \cdot 10^3 I_{P.\max CH}}{K_B} = 486.488 \text{ A}$$

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{\min 2\phi 35}}{I_{C.3.2}} = 5.776 \quad K_{\text{ч}} \geq 1.5$$

$$I_{C.3.3} := \frac{K_H \cdot K_{CAM} \cdot 10^3 I_{P.\max HH}}{K_B} = 3653.088 \text{ A}$$

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{\min 2\phi 6}}{I_{C.3.3}} = 1.853 \quad K_{\text{ч}} \geq 1.5$$

Защита от перегрузки

Ток срабатывания ЗП

$$k_{\text{отс}} := 1.05$$

$$k_B := 0.8$$

$$I_{ЗП1} := 10^3 I_{P.\max VH} \cdot \frac{k_{\text{отс}}}{k_B} = 119.707 \text{ A} \quad I_{\text{сп1}} := 100 \cdot \frac{I_{ЗП1}}{5 \cdot 30} = 79.805 \%$$

$$I_{ЗП2} := 10^3 I_{P.\max CH} \cdot \frac{k_{\text{отс}}}{k_B} = 170.271 \text{ A} \quad I_{\text{сп2}} := 100 \cdot \frac{I_{ЗП2}}{5 \cdot 80} = 42.568 \%$$

$$I_{ЗП3} := 10^3 I_{P.\max HH} \cdot \frac{k_{\text{отс}}}{k_B} = 1278.581 \text{ A} \quad I_{\text{сп3}} := 100 \cdot \frac{I_{ЗП3}}{5 \cdot 400} = 63.929 \%$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица 1 – Таблицы узлы в нормальном режиме максимальных нагрузок

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta	dV
Ген	1	Ст ВТЭЦ-2 220	220				112	220	220	-4.2	
Ген	2	Ст ВТЭЦ-2 110	110	215	42.5		103	121	121	-10.7	10
Ген	3	Генераторы ВТЭЦ-2 220	10	11.8	8.4	91	94.1	11	11	3.96	10
Ген	4	Генераторы ВТЭЦ-2 110	10	31.3	22.8	220	81.2	11	11	16.02	10
Нагр	5	ПС А	110	33.3	13.3				121	-10.9	9.89
Нагр	6	ПС Зеленый угол 220	220			2.7	17.5		218	-4.22	-0.7
Нагр	7	ПС Зеленый угол 110	110	114	27.5				121	-10.9	9.88
Нагр	8	ПС Горностай	110	4.8	1.9				120	-11	9.54
Нагр	9	ПС Океан	110	2	0.8				119	-11.2	8.51
Нагр	10	ПС Муравейка	110	5.3	2.1				119	-11	8.32
Ген	11	Ст АТЭЦ 220	220	46.1	64.4		-6.8	220	220	-3.56	
Ген+	12	Ст АТЭЦ 110	110	232	197.6		200	121	119	-10.7	8.35
Ген	13	Генераторы АТЭЦ 110	10	16.9	14.5	130	60.2	11	11	-0.21	10
Ген+	14	Генераторы АТЭЦ 220	10	8	6	60	109	11	10.5	-0.83	5.02
Нагр	16	ПС Аэропорт	220	2.1	0.7				220	-2.35	-0.1
База	17	Владивосток 220	220			348	8.3	220	220	-1.02	
Нагр	19	ПС Промузел	110	20.3	8.1				116	-11.7	5.19
Нагр	20	ПС Спутник 110	110						115	-11.7	4.87
Нагр	21	СН2 ПС Спутник	35						37.3	-15.3	6.63
Нагр	22	СН1 ПС Спутник	35						35.8	-14.6	2.22
Нагр	23	Отпайка 1	35						37.4	-15.2	6.83
Нагр	25	НН1 Лазурная	6	4.9	2				6.37	-15.4	6.14
Нагр	26	НН2 Лазурная	6	4.4	1.8				6.37	-15.3	6.24
Нагр	27	ВН1 Сахарный ключ	35						37.2	-15.4	6.34
Нагр	28	ВН2 Сахарный ключ	35						36.7	-21.1	4.84
Нагр	29	НН1 Сахарный ключ	6	4.9	2				6.31	-16.9	5.2
Нагр	30	НН2 Сахарный ключ	6	4.3	1.7				6.23	-22.4	3.88
Нагр	31	ПС Океанская	35						36.7	-21.1	4.95
Нагр	32	НН1 Океанская	6	3.3	1.3				6.33	-23.1	5.46
Нагр	33	НН2 Океанская	6	4	1.6				6.3	-23.5	4.98
Нагр	34	ПС Чайка	110						116	-11.6	5.28
Нагр	38	СН2 ПС Чайка	35	12.7	5.1				37.1	-16.5	5.87
Нагр	39	СН1 ПС Чайка	35	11	4.4				36.9	-20.9	5.35
Нагр	40	Отпайка 2	35						35.7	-21	2.06
Нагр	41	ПС Ипподром	35	7.4	3				35.8	-20.9	2.36
Нагр	42	ПС Академическая	35	7.3	2.9				36.4	-20.4	4.05
Нагр	43	ПС 2Р	110	52.8	19.4	56	18.7		118	-11	6.95
Нагр	44	ВН1 ПС Бурун	110	10.9	4.4				118	-11	6.88
Нагр	45	ВН2 ПС Бурун	110						117	-11.3	6.38
Нагр	47	СН2 ПС Бурун	35	31.4	12.4				37.1	-19.6	5.93
Нагр	48	ПС 2Р-котельная	110	4	1.5				118	-11	6.92
Нагр	49	Отпайка 3	110						118	-11	6.92
Нагр	50	ВН1 ПС Седанка	110	8.6	3.4				116	-11.7	5.13
Нагр	52	СН ПС Седанка	35	5.7	2.3				35.7	-21	2.06
Нагр	54	ПС Волна 110	110	45.2	18.2				118	-11	7
Нагр	55	ПС Волна 220	220						216	-4.34	-2
Нагр	57	Нейтраль ВТЭЦ-2	220						226	-10.7	2.68
Ген	58	Генератор ВТЭЦ-2	10	15.9	12.4	49	18.3	11	11	-4.66	10
Нагр	59	Нейтраль АТЭЦ	220						223	-10.7	1.23
Ген	60	Генератор АТЭЦ	10	10.3	8.9	75	28.4	11	11	-2.85	10
Нагр	35	Нейтраль1 ПС Спутник	110						109	-15.4	-1.2
Нагр	36	Нейтраль2 ПС Спутник	110						113	-14.6	2.27
Нагр	37	НН2 ПС Спутник	6	17.1	6.8				6.41	-18.3	6.85
Нагр	51	НН1 ПС Спутник	6	11.6	4.6				6.36	-16.5	5.98
Нагр	15	СН2 Лазурная	35						37.6	-14.4	7.37
Нагр	18	ВН ПС Лазурная	110						119	-11.3	8.58
Нагр	46	Нейтраль1 Лазурная	110						118	-14.4	7.49
Нагр	53	Нейтраль2 Лазурная	110						118	-14.4	7.5
Нагр	56	Отпайка 4	110						119	-11.3	8.6

Таблица 2 – Таблицы ветви в нормальном режиме максимальных нагрузок

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	P нач	Q нач	I max	I загр.
Тр-р	1	57	Ст ВТЭЦ-2 220 - Нейтраль ВТЭЦ-2	1	97.2	25.8	-3.6	1	-58	9	153	24.5
Тр-р	57	2	Нейтраль ВТЭЦ-2 - Ст ВТЭЦ-2 110	1				0.537	-91	15	235	19.8
Тр-р	57	58	Нейтраль ВТЭЦ-2 - Генератор ВТЭЦ-2	2	165		0	0.048	33	2	85	1.2
Тр-р	1	3	Ст ВТЭЦ-2 220 - Генераторы ВТЭЦ-2 220	2.8	103	25.8	-5.6	0.043	79	63	264	1.9
Тр-р	2	4	Ст ВТЭЦ-2 110 - Генераторы ВТЭЦ-2 110	1.11	36.9	170.4	-30	0.087	186	-34	904	4.4
ЛЭП	1	11	Ст ВТЭЦ-2 220 - Ст АТЭЦ 220	4.48	19.76	123.5	-0.8		26	-9	73	12
ЛЭП	1	6	Ст ВТЭЦ-2 220 - ПС Зеленый угол 220	0.42	1.81	11.1	-0.1		-48	-175	475	68.9
ЛЭП	2	5	Ст ВТЭЦ-2 110 - ПС А	0.27	1.2	7.5			-31	-6	151	25.1
ЛЭП	2	5	Ст ВТЭЦ-2 110 - ПС А	0.27	1.2	7.5			-31	-6	151	25.1
Тр-р	6	7	ПС Зеленый угол 220 - ПС Зеленый угол 110	2.8	104	6.5	-0.9	0.589	-51	-30	156	47.4
Тр-р	6	7	ПС Зеленый угол 220 - ПС Зеленый угол 110	2.8	104	6.5	-0.9	0.589	-51	-30	156	47.4
ЛЭП	7	8	ПС Зеленый угол 110 - ПС Горностай	0.69	2.52	15.1			-16	-14	101	16.9
ЛЭП	9	10	ПС Океан - ПС Муравейка	1.78	6.45	33.1			8	-6	48	11
ЛЭП	10	12	ПС Муравейка - Ст АТЭЦ 110	1.55	5.12	35.5			13	-4	66	10.9
Тр-р	11	59	Ст АТЭЦ 220 - Нейтраль АТЭЦ	0.8	60.8			1	-100	5	263	58.5
Тр-р	59	12	Нейтраль АТЭЦ - Ст АТЭЦ 110	0.8				0.537	-164	7	427	49.9
Тр-р	59	60	Нейтраль АТЭЦ - Генератор АТЭЦ	1.2	108.4			0.048	65	10	170	1.7
Тр-р	11	14	Ст АТЭЦ 220 - Генераторы АТЭЦ 220	1.4	51.5	12.9	-2.4	0.043	52	91	274	1.4
Тр-р	12	13	Ст АТЭЦ 110 - Генераторы АТЭЦ 110	0.74	24.6	114	-20	0.087	113	21	556	5.6
ЛЭП	12	19	Ст АТЭЦ 110 - ПС Промузел	6.48	11.03	63.9			-32	-19	181	41.6
ЛЭП	11	16	Ст АТЭЦ 220 - ПС Аэропорт	1.43	8.1	53	-0.3		121	-27	324	39.3
ЛЭП	16	17	ПС Аэропорт - Владивосток 220	1.55	8.9	58	-0.4		123	-21	328	39.8
ЛЭП	17	6	Владивосток 220 - ПС Зеленый угол 220	4.75	27.33	175.7	-1.1		-98	-2	258	31.2
ЛЭП	17	55	Владивосток 220 - ПС Волна 220	5	22.39	138	-0.9		-127	-22	337	48.9
ЛЭП	19	20	ПС Промузел - ПС Спутник 110	1.55	2.67	15.9			-11	-9	72	16.5
Тр-р	20	35	ПС Спутник 110 - Нейтраль1 ПС Спутник	1.5	56.9	14.5	-2.5	1	-14	-14	99	51.7
Тр-р	20	36	ПС Спутник 110 - Нейтраль2 ПС Спутник	1.5	56.9	14.5	-2.5	1	-12	-6	65	34
Тр-р	35	21	Нейтраль1 ПС Спутник - СН2 ПС Спутник	1.5				0.343	3	-4	26	7
Тр-р	36	22	Нейтраль2 ПС Спутник - СН1 ПС Спутник	1.5				0.318	0	0	0	0
Тр-р	35	37	Нейтраль1 ПС Спутник - НН2 ПС Спутник	1.5	35.7			0.06	-17	-8	100	4.6
Тр-р	36	51	Нейтраль2 ПС Спутник - НН1 ПС Спутник	1.5	35.7			0.057	-12	-5	65	3
ЛЭП	21	23	СН2 ПС Спутник - Отпайка 1	0.76	0.4				4	-1	61	16.9
ЛЭП	21	23	СН2 ПС Спутник - Отпайка 1	0.76	0.4				4	-1	61	16.9
ЛЭП	23	15	Отпайка 1 - СН2 Лазурная	1.44	2.38				8	-2	122	33.8
Тр-р	18	46	ВН ПС Лазурная - Нейтраль1 Лазурная	2.6	88.9	13.2	-1.9	1	-9	-2	42	50.1
Тр-р	18	53	ВН ПС Лазурная - Нейтраль2 Лазурная	2.6	88.9	13.2	-1.9	1	-9	-2	42	50.1
Тр-р	46	15	Нейтраль1 Лазурная - СН2 Лазурная	2.6				0.318	-4	1	18	6.9
Тр-р	53	15	Нейтраль2 Лазурная - СН2 Лазурная	2.6				0.318	-4	1	20	7.8
Тр-р	46	25	Нейтраль1 Лазурная - НН1 Лазурная	2.6	52			0.054	-5	-2	26	1.7
Тр-р	53	26	Нейтраль2 Лазурная - НН2 Лазурная	2.6	52			0.054	-4	-2	23	1.5
ЛЭП	8	56	ПС Горностай - Отпайка 4	2.35	8.71	50.1			-11	-12	77	12.9
ЛЭП	56	9	Отпайка 4 - ПС Океан	0.68	2.3	15.4			6	-7	45	7.4
ЛЭП	56	18	Отпайка 4 - ВН ПС Лазурная	0.12	0.21				-17	-3	84	14
ЛЭП	21	27	СН2 ПС Спутник - ВН1 Сахарный ключ	0.43	0.73				-5	-2	84	17.3
Тр-р	27	29	ВН1 Сахарный ключ - НН1 Сахарный ключ	0.52	7.4	78.4	-17	0.172	-5	-2	84	6
Тр-р	28	30	ВН2 Сахарный ключ - НН2 Сахарный ключ	0.52	7.4	78.4	-17	0.172	-4	-2	74	5.3
ЛЭП	28	31	ВН2 Сахарный ключ - ПС Океанская	0.21	0.24				4	2	74	17.5
Тр-р	31	32	ПС Океанская - НН1 Океанская	1.4	14.6	46.5	-7.3	0.176	-3	-2	57	9.9
Тр-р	31	33	ПС Океанская - НН2 Океанская	1.4	14.6	46.5	-7.3	0.176	-4	-2	70	12.1
ЛЭП	34	20	ПС Чайка - ПС Спутник 110	1.57	2.7	15.9			-15	-11	92	30.8
Тр-р	34	38	ПС Чайка - СН2 ПС Чайка	5.2	88.9	13	-2	0.335	-13	-7	72	30.1
Тр-р	34	39	ПС Чайка - СН1 ПС Чайка	5.2	88.9	13	-2	0.352	-23	-15	136	57.2
ЛЭП	34	50	ПС Чайка - ВН1 ПС Седанка	0.92	3.16	21.9			-9	-4	47	6
ЛЭП	52	40	СН ПС Седанка - Отпайка 2	0	0				6	2	99	28
ЛЭП	40	38	Отпайка 2 - СН2 ПС Чайка	0.89	1.15							
ЛЭП	40	41	Отпайка 2 - ПС Ипподром	0.41	0.57				6	2	99	28
ЛЭП	31	39	ПС Океанская - СН1 ПС Чайка	0.24	0.44				12	5	201	83.6
ЛЭП	41	42	ПС Ипподром - ПС Академическая	1.08	1.33				13	5	228	64.2
ЛЭП	42	47	ПС Академическая - СН2 ПС Бурун	0.68	1.16				21	8	353	72.8
Тр-р	45	47	ВН2 ПС Бурун - СН2 ПС Бурун	1.6	35.5	19.8	-3.6	0.343	-53	-31	302	50.6
ЛЭП	48	49	ПС 2Р-котельная - Отпайка 3	0.02	0.04	0.2			4	2	21	4.3
ЛЭП	49	54	Отпайка 3 - ПС Волна 110	0.06	0.22	1.5			57	33	323	66.7
ЛЭП	49	45	Отпайка 3 - ВН2 ПС Бурун	0.36	1.6	9.9			-53	-32	302	62.4
Тр-р	55	54	ПС Волна 220 - ПС Волна 110	1	59.2	12.9	-1.6	0.589	-85	-62	281	47.3

Продолжение таблицы 2

Тр-р	55	54	ПС Волна 220 - ПС Волна 110	1	59.2	12.9	-1.6	0.589	-85	-62	281	47.3
ЛЭП	43	44	ПС 2Р - ВН1 ПС Бурун	0.46	0.84	5.2			-11	-4	58	12
ЛЭП	5	7	ПС А - ПС Зеленый угол 110	0.36	1.35	9			-6	0	28	4.7
ЛЭП	5	7	ПС А - ПС Зеленый угол 110	0.09	0.34	10.5			-23	2	111	18.5
Выкл	44	45	ВН1 ПС Бурун - ВН2 ПС Бурун									
Выкл	27	28	ВН1 Сахарный ключ - ВН2 Сахарный ключ									
Выкл	29	30	НН1 Сахарный ключ - НН2 Сахарный ключ									
Выкл	25	26	НН1 Лазурная - НН2 Лазурная									
Выкл	32	33	НН1 Океанская - НН2 Океанская									
ЛЭП	34	54	ПС Чайка - ПС Волна 110	1.55	3.51	22.8			59	36	347	79.7
ЛЭП	43	54	ПС 2Р - ПС Волна 110	0.22	0.99	6.1			8	5	46	5.2
ЛЭП	6	55	ПС Зеленый угол 220 - ПС Волна 220	1.01	4.89	30.2	-0.2		-45	-119	337	48.8
Тр-р	50	52	ВН1 ПС Седанка - СН ПС Седанка	5.2	88.9	13	-2	0.352				
Выкл	38	39	СН2 ПС Чайка - СН1 ПС Чайка									
Выкл	21	22	СН2 ПС Спутник - СН1 ПС Спутник									
Выкл	37	51	НН2 ПС Спутник - НН1 ПС Спутник									

Таблица 3 – Таблица узлы после отключения Т – 1 на ПС «Спутник»

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta	dV
Ген	1	Ст ВТЭЦ-2 220	220				110.9	220	220	-4.21	
Ген	2	Ст ВТЭЦ-2 110	110	214.8	42.5		106.3	121	121	-10.8	10
Ген	3	Генераторы ВТЭЦ-2 220	10	11.8	8.4	91	94.1	11	11	3.95	10
Ген	4	Генераторы ВТЭЦ-2 110	10	31.3	22.8	220	81.2	11	11	15.91	10
Нагр	5	ПС А	110	33.3	13.3				120.9	-11	9.87
Нагр	6	ПС Зеленый угол 220	220			2.7	17.5		218.5	-4.22	-0.69
Нагр	7	ПС Зеленый угол 110	110	114.1	27.5				120.8	-11	9.85
Нагр	8	ПС Горностай	110	4.8	1.9				120.4	-11.1	9.43
Нагр	9	ПС Океан	110	2	0.8				119	-11.4	8.18
Нагр	10	ПС Муравейка	110	5.3	2.1				119	-11.1	8.14
Ген	11	Ст АТЭЦ 220	220	46.1	64.4		-6.3	220	220	-3.56	
Ген+	12	Ст АТЭЦ 110	110	231.7	197.6		200	121	119.1	-10.7	8.29
Ген	13	Генераторы АТЭЦ 110	10	16.9	14.5	130	60.5	11	11	-0.22	10
Ген+	14	Генераторы АТЭЦ 220	10	8	6	60	109	11	10.5	-0.83	5.02
Нагр	16	ПС Аэропорт	220	2.1	0.7				219.9	-2.36	-0.05
База	17	Владивосток 220	220			348	7.7	220	220	-1.02	
Нагр	19	ПС Промузел	110	20.3	8.1				115.9	-11.5	5.4
Нагр	20	ПС Спутник 110	110						115.6	-11.6	5.13
Нагр	21	СН2 ПС Спутник	35						35.94	-16.9	2.68
Нагр	22	СН1 ПС Спутник	35						35.94	-16.9	2.68
Нагр	23	Отпайка 1	35						36.09	-16.8	3.11
Нагр	25	НН1 Лазурная	6	4.9	2				6.12	-16.7	2.07
Нагр	26	НН2 Лазурная	6	4.4	1.8				6.12	-16.7	2.07
Нагр	27	ВН1 Сахарный ключ	35						35.83	-17	2.38
Нагр	28	ВН2 Сахарный ключ	35						36.84	-21	5.24
Нагр	29	НН1 Сахарный ключ	6	4.9	2				6.07	-18.6	1.16
Нагр	30	НН2 Сахарный ключ	6	4.3	1.7				6.11	-22.3	1.81
Нагр	31	ПС Океанская	35						36.87	-20.9	5.35
Нагр	32	НН1 Океанская	6	3.3	1.3				6.19	-22.9	3.16
Нагр	33	НН2 Океанская	6	4	1.6				6.16	-23.3	2.7

Нагр	34	ПС Чайка	110						116	-11.5	5.49
Нагр	38	СН2 ПС Чайка	35	12.7	5.1				37.14	-16.4	6.11
Нагр	39	СН1 ПС Чайка	35	11	4.4				37.01	-20.8	5.75
Нагр	40	Отпайка 2	35						35.79	-20.9	2.26
Нагр	41	ПС Ипподром	35	7.4	3				35.89	-20.7	2.55
Нагр	42	ПС Академическая	35	7.3	2.9				36.49	-20.2	4.25
Нагр	43	ПС 2Р	110	52.8	19.4	56	18.7		117.8	-10.9	7.11
Нагр	44	ВН1 ПС Бурун	110	10.9	4.4				117.7	-10.9	7.04
Нагр	45	ВН2 ПС Бурун	110						117.2	-11.2	6.54
Нагр	47	СН2 ПС Бурун	35	31.4	12.4				37.14	-19.5	6.12
Нагр	48	ПС 2Р-котельная	110	4	1.5				117.8	-10.9	7.07
Нагр	49	Отпайка 3	110						117.8	-10.9	7.07
Нагр	50	ВН1 ПС Седанка	110	8.6	3.4				115.9	-11.6	5.34
Нагр	52	СН ПС Седанка	35	5.7	2.3				35.79	-20.9	2.26
Нагр	54	ПС Волна 110	110	45.2	18.2				117.9	-10.9	7.16
Нагр	55	ПС Волна 220	220						215.7	-4.34	-1.97
Нагр	57	Нейтраль ВТЭЦ-2	220						225.9	-10.8	2.68
Ген	58	Генератор ВТЭЦ-2	10	15.9	12.4	49	18.3	11	11	-4.77	10
Нагр	59	Нейтраль АТЭЦ	220						222.6	-10.7	1.17
Ген	60	Генератор АТЭЦ	10	10.3	8.9	75	28.6	11	11	-2.86	10
Нагр	35	Нейтраль1 ПС Спутник	110							-15.4	
Нагр	36	Нейтраль2 ПС Спутник	110						107.2	-16.9	-2.52
Нагр	37	НН2 ПС Спутник	6	17.1	6.8				6.08	-22.2	1.41
Нагр	51	НН1 ПС Спутник	6	11.6	4.6				6.08	-22.2	1.41
Нагр	15	СН2 Лазурная	35						36.79	-15.6	5.13
Нагр	18	ВН ПС Лазурная	110						119	-11.5	8.19
Нагр	46	Нейтраль1 Лазурная	110						115.8	-15.6	5.31
Нагр	53	Нейтраль2 Лазурная	110						115.8	-15.6	5.31
Нагр	56	Отпайка 4	110						119	-11.5	8.22

Таблица 4 – Таблица узлы после отключения трансформатора на ПС Лазурная

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta	dV
Ген	1	Ст ВТЭЦ-2 220	220				112.3	220	220	-4.2	
Ген	2	Ст ВТЭЦ-2 110	110	214.8	42.5		102.1	121	121	-10.65	10
Ген	3	Генераторы ВТЭЦ-2 220	10	11.8	8.4	91	94.1	11	11	3.97	10
Ген	4	Генераторы ВТЭЦ-2 110	10	31.3	22.8	220	81.2	11	11	16.09	10
Нагр	5	ПС А	110	33.3	13.3				120.88	-10.78	9.89
Нагр	6	ПС Зеленый угол 220	220			2.7	17.5		218.47	-4.21	-0.7
Нагр	7	ПС Зеленый угол 110	110	114.1	27.5				120.87	-10.82	9.88
Нагр	8	ПС Горностай	110	4.8	1.9				120.51	-10.92	9.55
Нагр	9	ПС Океан	110	2	0.8				119.42	-11.11	8.57
Нагр	10	ПС Муравейка	110	5.3	2.1				119.18	-10.92	8.35
Ген	11	Ст АТЭЦ 220	220	46.1	64.4		-6.8	220	220	-3.55	
Ген+	12	Ст АТЭЦ 110	110	231.7	197.6		200	121	119.18	-10.68	8.35
Ген	13	Генераторы АТЭЦ 110	10	16.9	14.5	130	60.2	11	11	-0.2	10
Ген+	14	Генераторы АТЭЦ 220	10	8	6	60	109	11	10.5	-0.82	5.02
Нагр	16	ПС Аэропорт	220	2.1	0.7				219.88	-2.35	-0.05

Продолжение таблицы 4

База	17	Владивосток 220	220			347.9	8.6	220	220	-1.02	
Нагр	19	ПС Промузел	110	20.3	8.1				115.59	-11.73	5.08
Нагр	20	ПС Спутник 110	110						115.2	-11.82	4.73
Нагр	21	СН2 ПС Спутник	35						37.24	-16.44	6.39
Нагр	22	СН1 ПС Спутник	35						35.73	-14.72	2.08
Нагр	23	Отпайка 1	35						37.27	-16.38	6.48
Нагр	25	НН1 Лазурная	6	4.9	2				6.28	-17.82	4.64
Нагр	26	НН2 Лазурная	6	4.4	1.8				6.28	-17.82	4.64
Нагр	27	ВН1 Сахарный ключ	35						37.14	-16.55	6.1
Нагр	28	ВН2 Сахарный ключ	35						36.64	-21.21	4.7
Нагр	29	НН1 Сахарный ключ	6	4.9	2				6.3	-18.03	4.95
Нагр	30	НН2 Сахарный ключ	6	4.3	1.7				6.22	-22.55	3.74
Нагр	31	ПС Океанская	35						36.68	-21.18	4.81
Нагр	32	НН1 Океанская	6	3.3	1.3				6.32	-23.19	5.31
Нагр	33	НН2 Океанская	6	4	1.6				6.29	-23.63	4.83
Нагр	34	ПС Чайка	110						115.68	-11.7	5.17
Нагр	38	СН2 ПС Чайка	35	12.7	5.1				37.01	-16.65	5.75
Нагр	39	СН1 ПС Чайка	35	11	4.4				36.82	-21.02	5.21
Нагр	40	Отпайка 2	35						35.69	-21.07	1.97
Нагр	41	ПС Ипподром	35	7.4	3				35.79	-20.97	2.26
Нагр	42	ПС Академическая	35	7.3	2.9				36.38	-20.45	3.96
Нагр	43	ПС 2Р	110	52.8	19.4	56	18.7		117.56	-11.07	6.87
Нагр	44	ВН1 ПС Бурун	110	10.9	4.4				117.49	-11.1	6.8
Нагр	45	ВН2 ПС Бурун	110						116.93	-11.39	6.3
Нагр	47	СН2 ПС Бурун	35	31.4	12.4				37.04	-19.68	5.83
Нагр	48	ПС 2Р-котельная	110	4	1.5				117.52	-11.09	6.84
Нагр	49	Отпайка 3	110						117.52	-11.08	6.84
Нагр	50	ВН1 ПС Седанка	110	8.6	3.4				115.52	-11.81	5.02
Нагр	52	СН ПС Седанка	35	5.7	2.3				35.69	-21.07	1.96
Нагр	54	ПС Волна 110	110	45.2	18.2				117.62	-11.04	6.93
Нагр	55	ПС Волна 220	220						215.59	-4.34	-2.01
Нагр	57	Нейтраль ВТЭЦ-2	220						225.89	-10.63	2.68
Ген	58	Генератор ВТЭЦ-2	10	15.9	12.4	49	18.3	11	11	-4.59	10
Нагр	59	Нейтраль АТЭЦ	220						222.69	-10.67	1.22
Ген	60	Генератор АТЭЦ	10	10.3	8.9	75	28.4	11	11	-2.83	10
Нагр	35	Нейтраль1 ПС Спутник	110						108.53	-16.47	-1.34
Нагр	36	Нейтраль2 ПС Спутник	110						112.34	-14.72	2.13
Нагр	37	НН2 ПС Спутник	6	17.1	6.8				6.4	-19.46	6.65
Нагр	51	НН1 ПС Спутник	6	11.6	4.6				6.35	-16.6	5.83
Нагр	15	СН2 Лазурная	35						37.31	-15.89	6.59
Нагр	18	ВН ПС Лазурная	110						119.52	-11.17	8.66
Нагр	46	Нейтраль1 Лазурная	110						117.39	-15.87	6.71
Нагр	53	Нейтраль2 Лазурная	110							-14.38	
Нагр	56	Отпайка 4	110						119.54	-11.16	8.67

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

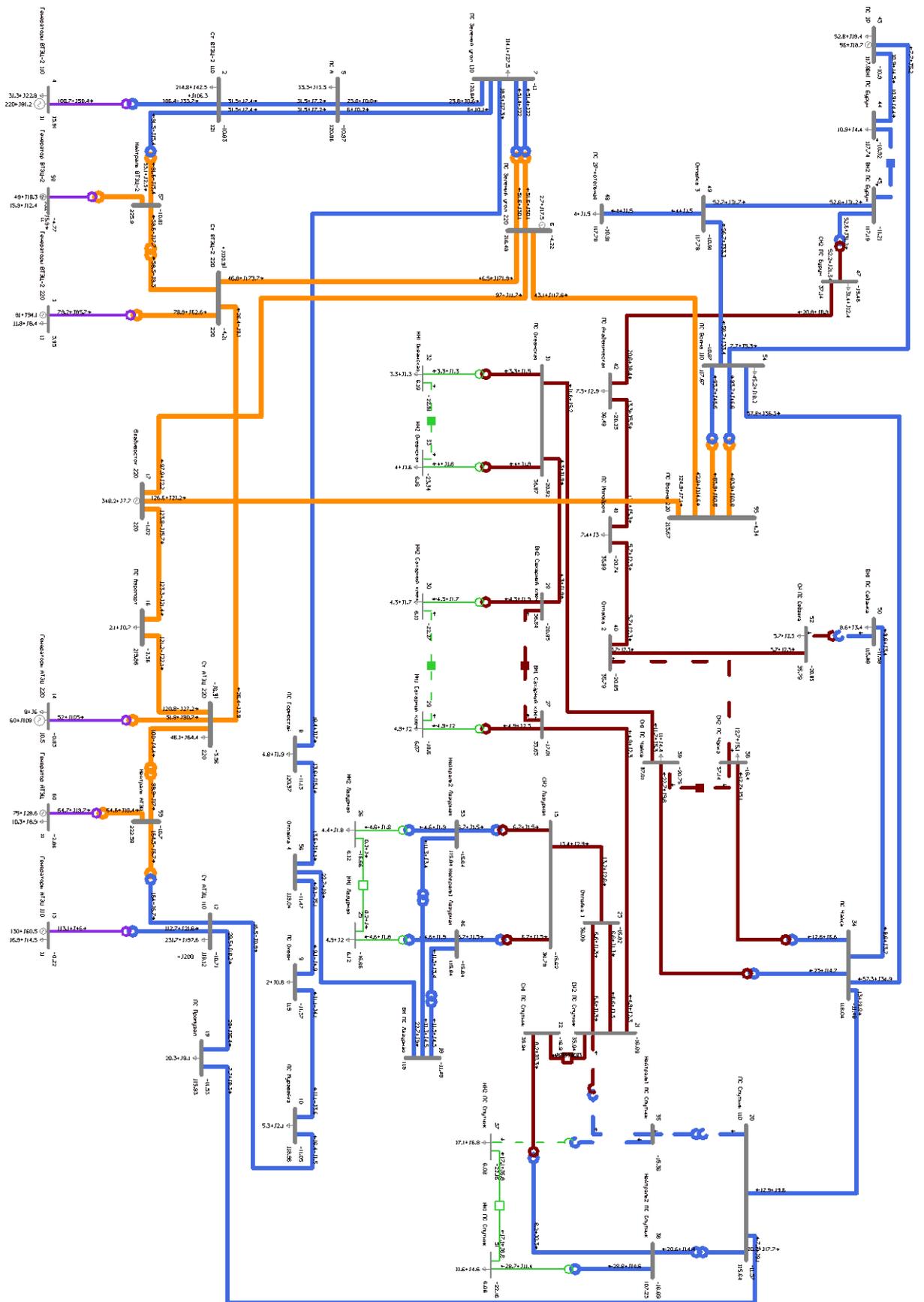
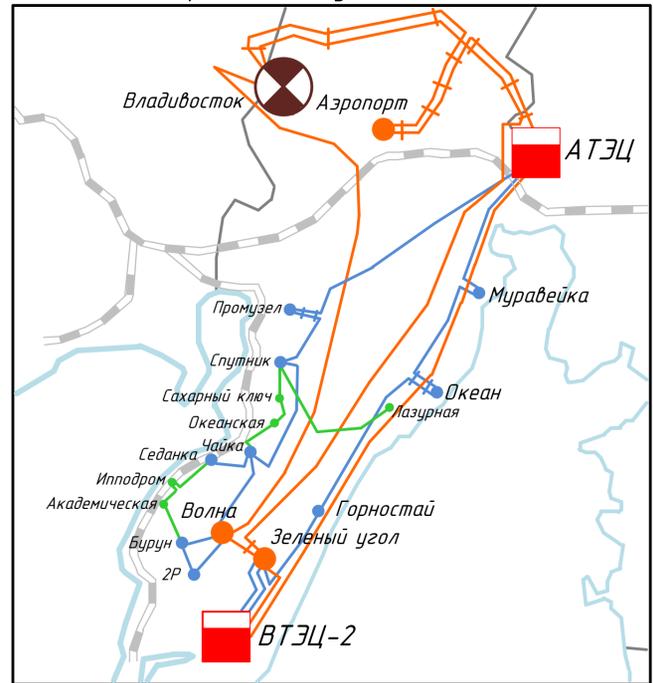
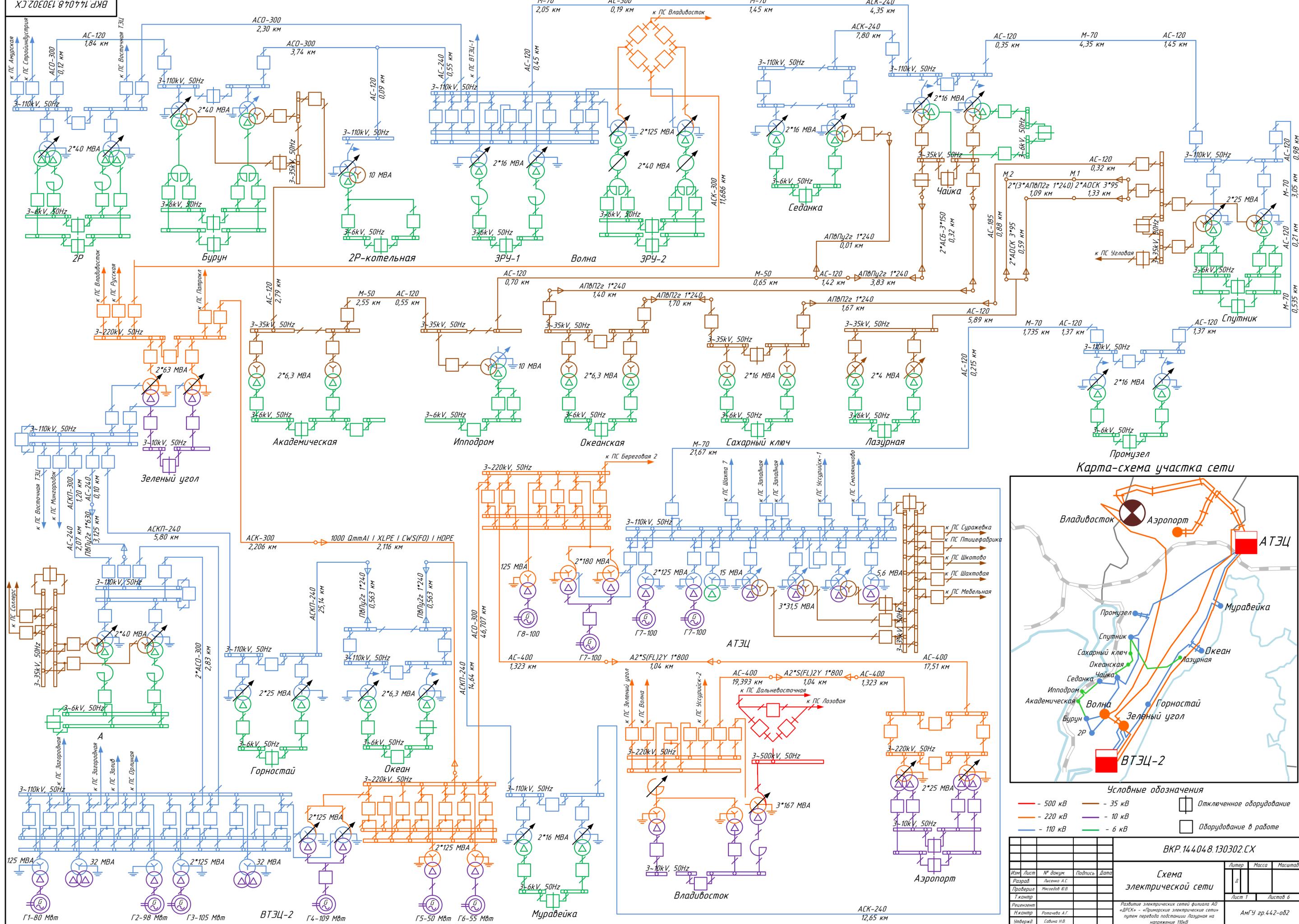
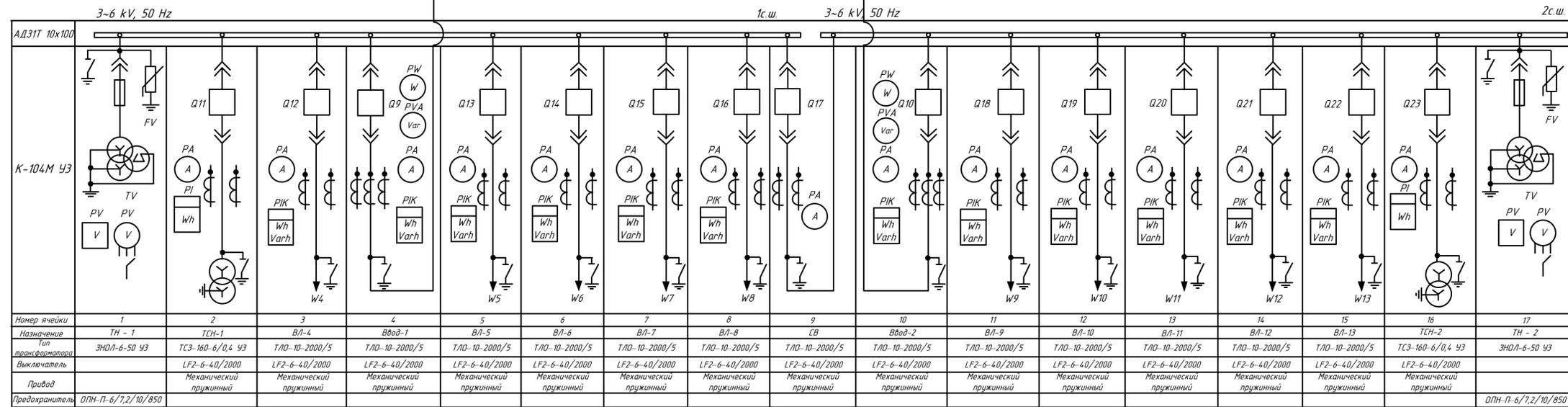
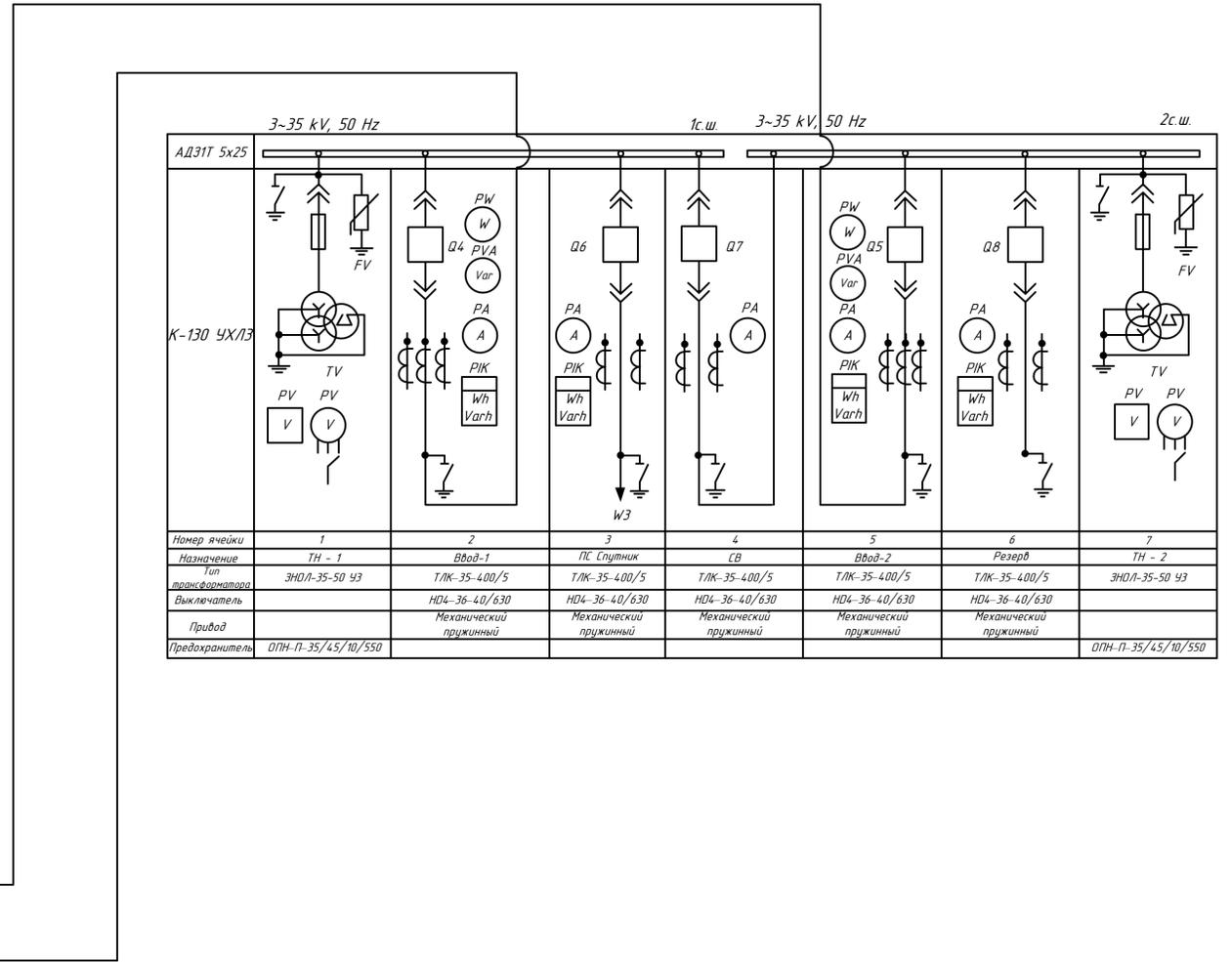
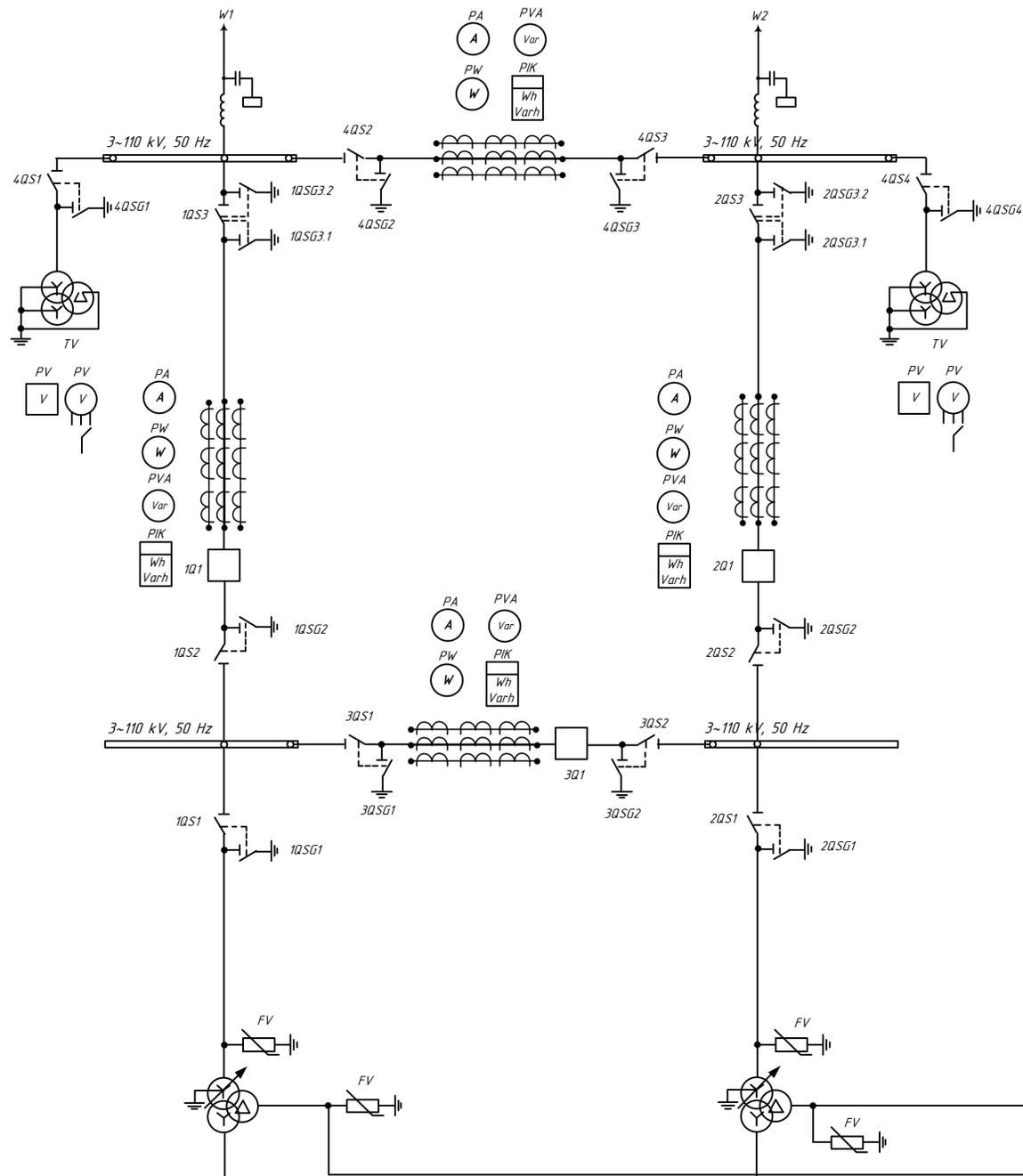


Рисунок 2 – Схема потокораспределения после отключения Т -1 на ПС Спутник



ВКР.14.404.8.130302.СХ				Литер	Масса	Масштаб
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		
Разраб	Лысенко А.С.					
Проектант	Мисковид В.В.					
Технический						
Рецензент						
Начальник	Ротчева А.Г.					
Утверждающий	Савина Н.В.					
Схема электрической сети Развитие электрических сетей филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети» путем перевода подстанции Лазурная на напряжение 110кВ				Лист 1	Листов 6	
				Схема электрической сети		

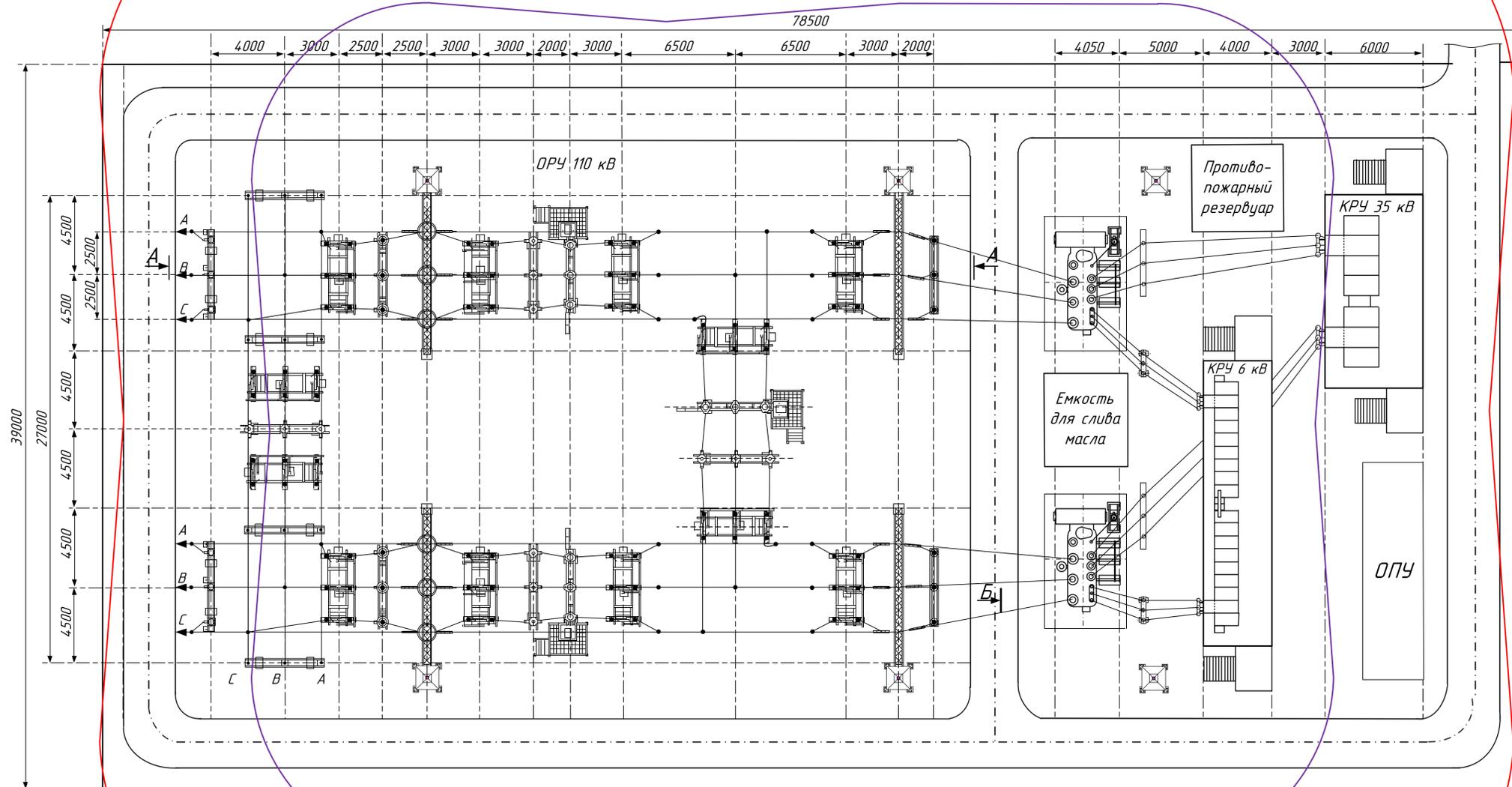
АСКП-240/56
Высокочастотный заградитель ВЗ-400-0,5 УХЛ1
РПД-110/1250 УХЛ1
ЭНГ-110-200 УХЛ1
ТОГФ-110-150/5 УХЛ1
ВГТ-110-40/2000 УХЛ1
РПД-1-110/1250 УХЛ1
ВГТ-110-40/2000 УХЛ1
РПД-1-110/1250 УХЛ1
ВГТ-110-40/2000 УХЛ1
РПД-1-110/1250 УХЛ1
ОПН-П-110/83/10/850 УХЛ1
ТДТН-16000/110/35



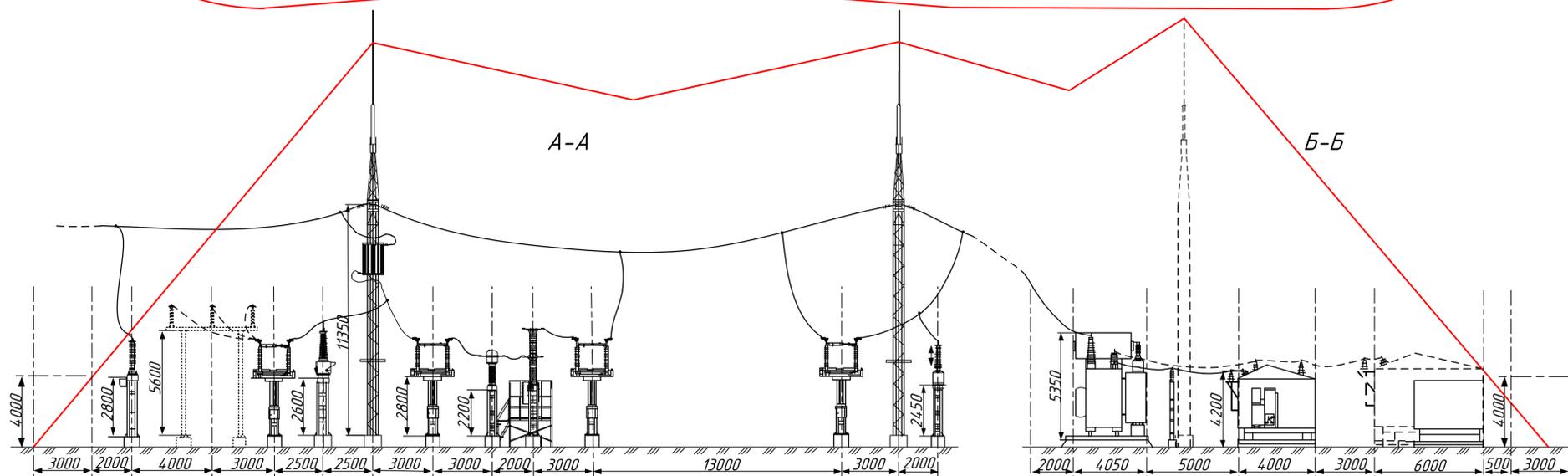
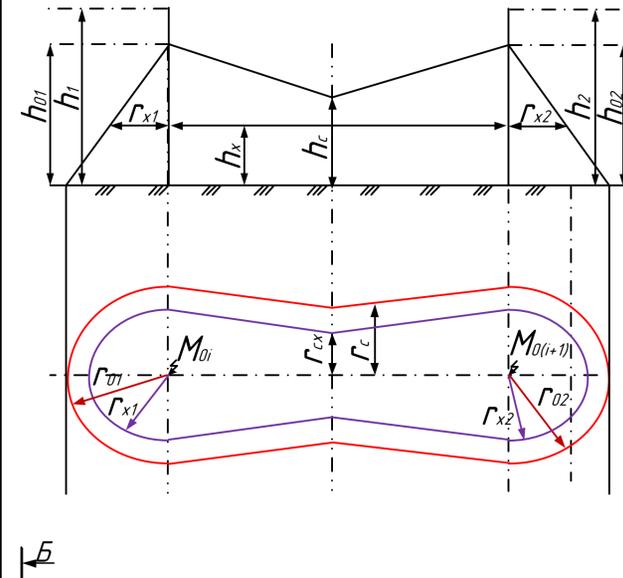
				ВКР.144048.130302.СХ					
Изм/Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Подробная однолинейная схема подстанции			Литер	Масса	Масштаб
Разраб	Лысенок А.С.						д		
Проверил	Маслов В.В.						Лист 2	Листов 6	
Т.контр									
Рецензент									
Н.контр	Ротчева А.Г.								
Утвержд	Савина Н.В.								

Развитие электрических сетей филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети» путем перевода подстанции Лазурная на напряжение 110кВ

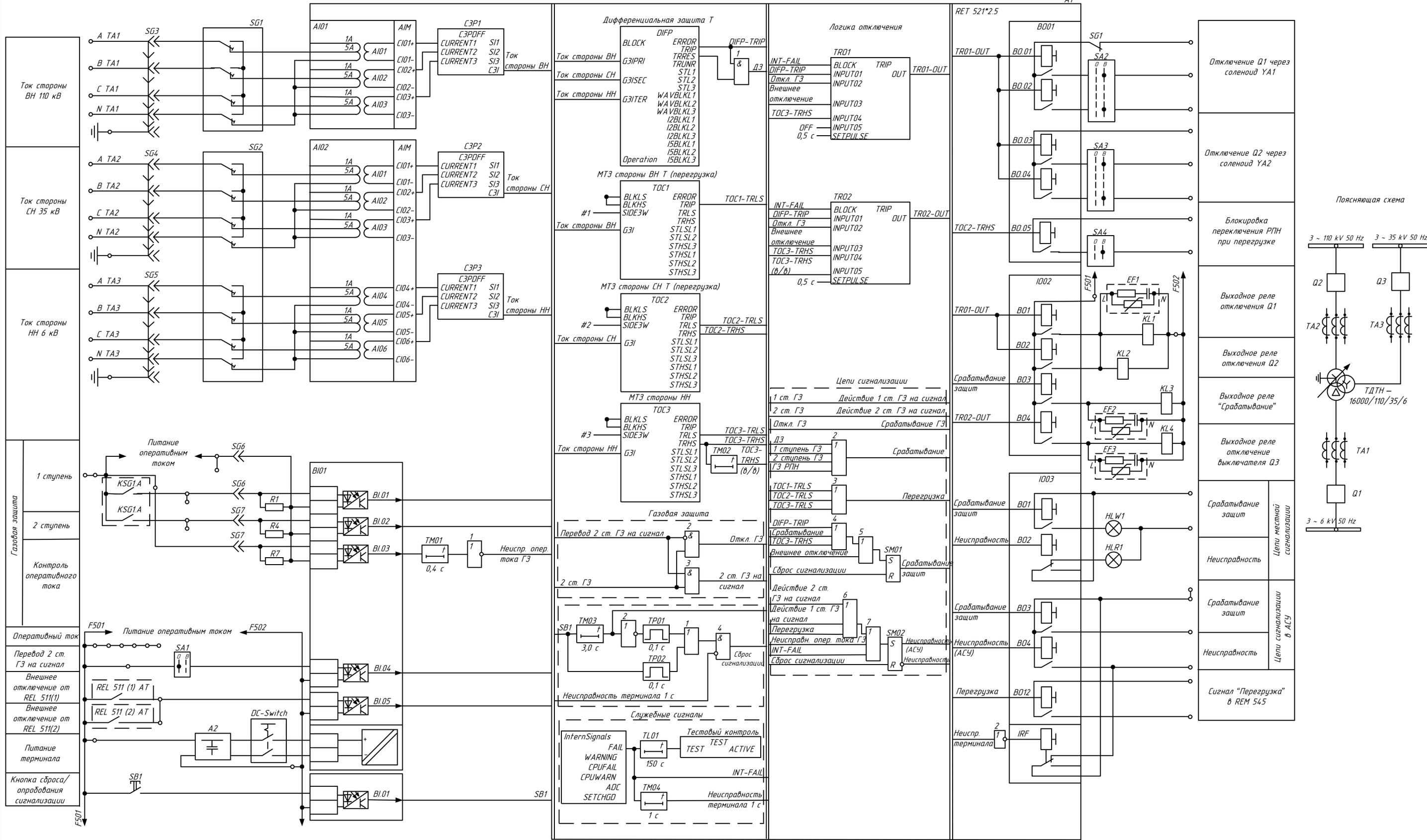
План подстанции Лазурная



Зоны защиты двойного стержневого молнеотвода одинаковой высоты

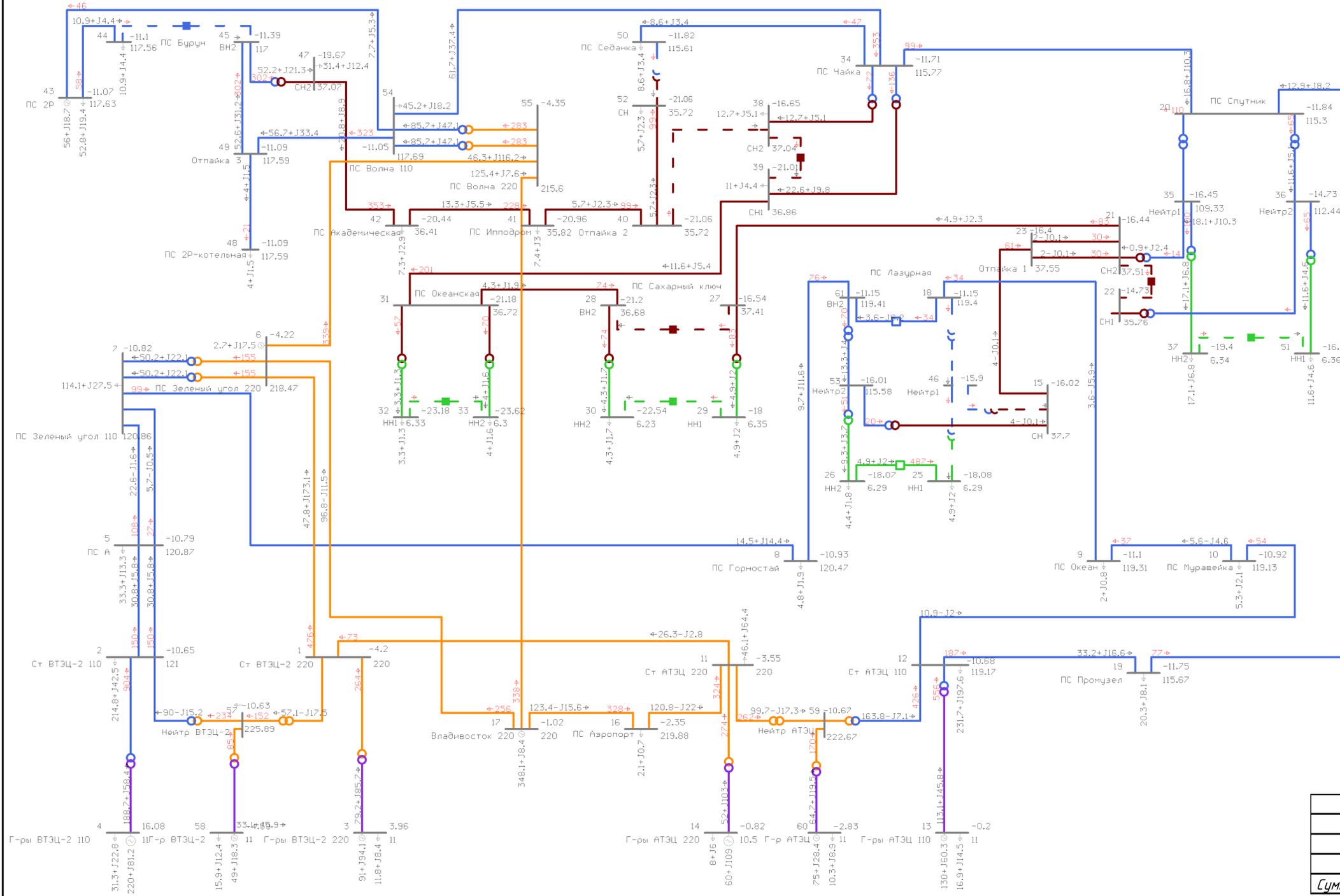


ВКР.14.048.130302.СХ				Литер	Масса	Масштаб
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		
Разработ	Лысенко А.С.					
Проверил	Мисаев В.В.					
Т.контр						
Рецензент						
Н.контр	Ротачева А.Г.					
Утвержда	Сабина Н.В.					
План и разрез подстанции				Лист 3	Листов 6	
				Развитие электрических сетей филиала АО «ДРСК» - «Пригородные электрические сети» путем перевода подстанции Лазурная на напряжение 110кВ		АМГУ гр.442-002



ВКР.14.404.8.130302.CX				Литер	Масса	Масштаб
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		
Разраб	Лысина А.Г.					
Проверил	Мисюков В.В.					
Т.контр						
Рецензент						
Н.контр	Ротачева А.Г.					
Утвержд	Савина Н.В.					
Релейная защита трансформатора 110/35/6 кВ на базе терминала RET-521				Лист 4	Листов 6	
Разработчик: «Приоритет электрические сети» ул.м.перевода подстанции Лазурная на напряжение 110кВ				АМГУ зр.442-082		

Послеаварийный режим электрической сети после перевода ПС Лазурная на напряжение 110 кВ



Условные обозначения

- 220 кВ
- 110 кВ
- 35 кВ
- 10 кВ
- 6 кВ

Напряжения

Тип	Номер	Название	U_ном	V	Delta	dV
Ген	1	Ст ВТЭЦ-2	220	220	-4.2	
Ген	2	Ст ВТЭЦ-2	110	121	-10.7	10
Ген	11	Ст АТЭЦ	220	220	-3.55	
Ген+	12	Ст АТЭЦ	110	119.2	-10.7	8.35
База	17	Владивосток	220	220	-1.02	
Нагр	8	ПС Горностаи	110	120.5	-10.9	9.55
Нагр	9	ПС Океан	110	119.4	-11.1	8.57
Нагр	10	ПС Муравейка	110	119.2	-10.9	8.35
Нагр	20	ПС Спутник	110	115.2	-11.8	4.73
Нагр	21	СН2 Спутник	35	37.24	-16.4	6.39
Нагр	22	СН1 Спутник	35	35.73	-14.7	2.08
Нагр	37	НН2 Спутник	6	6.34	-19.5	5.67
Нагр	51	НН1 Спутник	6	6.36	-16.6	5.97
Нагр	18	ВН ПС Лазурная	110	119.4	-11.2	8.66
Нагр	15	СН Лазурная	35	37.7	-15.9	6.59
Нагр	25	НН1 Лазурная	6	6.29	-17.8	4.64
Нагр	26	НН2 Лазурная	6	6.29	-17.8	4.64
Нагр	27	ВН1 Сахарный ключ	35	37.14	-16.6	7.71
Нагр	29	НН1 Сахарный ключ	6	6.3	-18	4.95
Нагр	34	ПС Чайка	110	115.7	-11.7	5.17
Нагр	54	ПС Волна	110	117.6	-11	6.93
Нагр	55	ПС Волна	220	215.6	-4.34	-2.01

Потери в сети

U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр
220	7.88	4.16	2.74	0.18	0.8
110	6.74	1.48	4.34	0	0.92
35	0.65	0.53	0.05		0.07
Сумм. потери	15,27	6,17	7,15	0,18	1,79

Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач, А	I_кон, А	I/I_dop, %
7	8	ПС Зеленый угол 110 - ПС Горностаи	99	98	16.5
9	10	ПС Океан - ПС Муравейка	37	35	8.4
10	12	ПС Муравейка - Ст АТЭЦ 110	54	54	9
12	19	Ст АТЭЦ 110 - ПС Промузел	187	185	43.1
19	20	ПС Промузел - ПС Спутник 110	77	77	17.7
21	23	СН2 ПС Спутник - Отпайка 1	30	30	8.4
21	23	СН2 ПС Спутник - Отпайка 1	30	30	8.4
23	15	Отпайка 1 - СН2 Лазурная	61	61	16.8
8	56	ПС Горностаи - ПС Лазурная	76	73	12.7
56	9	ПС Лазурная - ПС Океан	34	34	5.7
21	27	СН2 ПС Спутник - ВН1 Сахарный ключ	83	83	17.2
28	31	ВН2 Сахарный ключ - ПС Океанская	74	74	17.5
34	20	ПС Чайка - ПС Спутник 110	99	99	33.1
34	50	ПС Чайка - ВН1 ПС Седанка	47	46	6
34	54	ПС Волна 110 - ПС Чайка	354	353	81.3

Токовая нагрузка трансформаторов

N_нач	N_кон	Название	I_нач, А	I_кон, А	I/I_dop, %
20	35	ПС Спутник 110 - Нейтраль1 ПС Спутник	110	110	57.4
20	36	ПС Спутник 110 - Нейтраль2 ПС Спутник	65	65	34
18	46	ВН ПС Лазурная - Нейтраль1 Лазурная			
18	53	ВН ПС Лазурная - Нейтраль2 Лазурная	69	69	82.1
27	29	ВН1 Сахарный ключ - НН1 Сахарный ключ	84	486	6
28	30	ВН2 Сахарный ключ - НН2 Сахарный ключ	74	429	5.3
34	38	ПС Чайка - СН2 ПС Чайка	72	214	30.2
34	39	ПС Чайка - СН1 ПС Чайка	136	387	57.3
55	54	ПС Волна 220 - ПС Волна 110	284	481	47.8
55	54	ПС Волна 220 - ПС Волна 110	284	481	47.8

ВКР 14.04.8.130302.СХ					
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Анализ послеаварийного режима электрической сети после перевода ПС Лазурная на напряжение 110 кВ
Разраб	Лысина А.Г.				
Проверил	Михайлов В.В.				
Т.контр					
Рецензент					
Н.контр	Ротачева А.Г.				Развитие электрических сетей филиала АО «ДРСК» - «Приморская электрическая сеть» путем перевода подстанции Лазурная на напряжение 110кВ
Утвержд	Седина Н.В.				
Лист 6	Листов 6	АМГУ зр.442-082			