

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

Факультет энергетический


Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

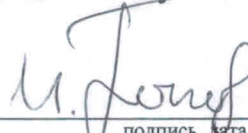
И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 201__ г.


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция Приморских электрических сетей АО «ДРСК» в
связи с подключением объектов ООО «Сучан-Уголь»

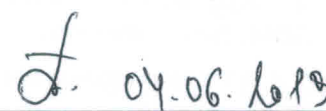
Исполнитель
студент группы 542 об 2


_____ И.Д. Попов
подпись, дата

Руководитель
доцент


_____ П.П. Проценко
подпись, дата

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


_____ А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
ст. преподаватель



_____ Н.С. Бодруг
подпись, дата

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Тюнова
Игоря Дмитриевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция Терморских электрических
сетей АО «ФСК» в связи с подтоплением объектов ООО «Сунг-Уль»
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-42)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 03.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по
кредитной практике, ознакомительная схема
Терморского края


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

Общая характеристика района проектирования; расчет
и проектирование электрических нагрузок; разработка ^{спонсорных} вариантов

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, приравненных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - 8 шт.,
таблица 49, приравненные продукты - 4, расчет режимов,
спонсорная схема сети, дрессинг. схема РС, Коммунальная К

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологич-
ности А.Б. Буланов

7. Дата выдачи задания 5.02.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Троценко И.И., доцент 

Задание принял к исполнению (дата): И.И. Троценко

РЕФЕРАТ

ВКР содержит 114 страниц, 7 рисунков, 49 таблиц, 4 приложения, 24 источника.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РЕЖИМ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ОКУПАЕМОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В данной выпускной квалификационной работе был осуществлен расчет и прогнозирование нагрузок рассматриваемых подстанций, представлены варианты подключения новой подстанции к внешнему электроснабжению, проведено технико-экономическое сравнение вариантов. Были рассчитаны режимы рассматриваемого участка сети, токи КЗ с последующим выбором оборудования. Выполнен расчет заземления и молниезащиты ПС, микропроцессорной релейной защиты трансформаторов на проектируемой подстанции, также была рассчитана безопасность и экологичность данного проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика источника питания	9
1.1 Характеристика района проектирования	9
1.2 Климатическая и географическая характеристика	12
1.3 Описание существующей схемы электрической сети	15
1.4 Характеристика потребителей подстанции	18
2 Подключение проектируемой подстанции	20
2.1 Нагрузки подстанций	20
2.2 Выбор компенсирующих устройств	22
2.3 Разработка вариантов подключения подстанции к электрической сети	23
2.4 Определение рационального напряжения	27
2.5 Распределительные устройства подстанции, подбор типов схем	28
2.6 Выбор марки и сечения кабельной линии	29
2.7 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	34
3 Техничко-экономическое сравнение вариантов	37
3.1 Расчет капиталовложений	37
3.2 Расчет капиталовложений на строительство КЛ	37
3.3 Расчет капиталовложений на строительство ПС	38
3.4 Расчет эксплуатационных издержек	38
3.5 Сравнение приведенных затрат	40
4 Анализ установившихся режимов электрической сети	41
4.1 Расчет установившихся режимов в существующей электрической сети	41
5 Выбор оборудования подстанции «Шахта Центральная» 35/6 кВ	56
5.1 Определение токов короткого замыкания	56
5.2 Электрические аппараты на подстанции	58

5.2.1 Выключатели	58
5.2.2 Разъединители	62
5.2.3 Трансформаторы тока	62
5.2.4 Трансформаторы напряжения	66
5.2.5 Жесткие шины	69
5.2.6 Гибкие шины	71
5.2.7 Опорные изоляторы	72
5.2.8 Ограничители перенапряжений нелинейные	73
5.2.9 Комплектное распределительное устройство 6 кВ	78
5.2.10 Трансформаторы собственных нужд	79
5.2.11 Аккумуляторные батареи	80
5.2.12 Предохранители	83
6 Грозовые перенапряжения и защита от них	85
6.1 Заземление подстанции	85
6.2 Молниезащита подстанции	89
7 Применение устройств релейной защиты и автоматики	91
7.1 Комплексы защиты и автоматики	91
7.2 Силовые трансформаторы, их релейная защита	93
7.2.1 Определение уставок защит трансформатора	93
7.2.2 Расчет значения срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора	95
7.2.3 Защита от перегрузки	97
7.2.4 Газовая защита трансформатора	99
7.3 Применение автоматики	99
8 Обеспечение мер безопасности и защиты	101
8.1 Нормы безопасности	101
8.2 Расчет уровня электромагнитного шума	104
8.3 Противопожарные мероприятия	109
Заключение	111
Библиографический список	112

ПРИЛОЖЕНИЕ А Параметры трансформаторов и ЛЭП	115
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Режимы в ПВК RastrWin 3.0	120
ПРИЛОЖЕНИЕ В Заземления и молниезащита подстанции	135
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Экономический расчет	137

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

КЛ – кабельная линия;

КУ – компенсирующее устройство;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ПБВ – переключение без возбуждения;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

РПН – регулирование под нагрузкой;

ТН – трансформатор напряжения;

ВВЕДЕНИЕ

В новой энергетической стратегии России на период до 2035 года сформулированы важнейшие задачи развития топливно-энергетического комплекса и электроэнергетики за счет преодоления проблем с низкими темпами роста национальной экономики и ее диверсификации.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня проектно-конструктивных разработок, внедрение и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, снижение непроизводственных расходов электроэнергии при ее передаче, распределении и потреблении.

Основными потребителями электроэнергии являются различные отрасли промышленности, транспорт, сельское хозяйство, коммунальное хозяйства городов и поселков. При этом более 70 % потребления приходится на промышленные объекты.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция Приморских электрических сетей АО «ДРСК» в связи с подключением объектов ООО «Сучан-уголь», а именно проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию новой подстанции для обеспечения нужд шахты «Центральная» в г. Партизанск Приморского края, которая будет восстановлена и модернизирована.

Актуальность темы данной ВКР заключается в том, что ввод в работу ПС «Шахта Центральная» позволит создать новые рабочие места на угольно-добывающем предприятии, повысить количество налоговых отчислений в местные и краевые бюджеты, что в свою очередь позволит увеличить финансирование социальной сферы, а также строительство новых инфраструктурных объектов в Приморском крае.

Цель работы - выбор наиболее экономически целесообразного варианта подключения ПС «Шахта Центральная» к схеме внешнего электроснабжения.

Основным задачами ВКР являются следующие: определение класса напряжения, варианта исполнения электропередачи питания ПС «Шахта Центральная», ее сечения, выбор схемы распределительного устройства высокого напряжения ПС «Шахта Центральная» и номинальной мощности силовых трансформаторов, устанавливаемых на ПС. Другими задачами являются: выбор основного электротехнического оборудования на ПС, и определение экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и строительство.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ

1.1 Характеристика района проектирования

Объединенная энергетическая система Востока включает в себя энергетическую систему Приморского края. В состав Объединенной энергетической системы Востока, кроме энергосистемы Приморского края, входят энергосистема Амурской области, энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области, Южно-Якутского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия).

В соответствии со «Схемой и программой развития электроэнергетики Приморского края на 2018-2022 годы» около 75 % общей площади края и около 98 % населения Приморского края охвачено централизованным электроснабжением. Исключение составляют населенные пункты, расположенные в отдаленных северных районах, имеющие незначительные объемы электропотребления, снабжающиеся электроэнергией от автономных источников питания.

В Приморском крае получили развитие электрические сети классом напряжения 220-500 кВ, являющиеся системообразующими. Распределительная сеть энергосистемы сформирована на напряжении 110-35 кВ.

Системообразующие сети относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» — «Приморское ПМЭС».

В связи с тем, что самая крупная электростанция— Приморская ГРЭС— расположена на севере края, вдали от центров электрических нагрузок, основная часть которых сосредоточена на юге края, воздушные линии электропередачи отличаются большой протяженностью.

Электрические сети напряжением 35-110 кВ в основном являются собственностью АО «ДРСК» и эксплуатируются его филиалом «Приморские электрические сети».

Что касается обслуживания электросетевых объектов 6-10 кВ, то частично они эксплуатируются филиалом АО «ДРСК» — «Приморские электрические сети», а также муниципальными унитарными и ведомственными предприятиями электрических сетей.

Общая установленная мощность электростанций Приморского края на 01.01.2017 года составила 2638,3 МВт, из них работают на объединенную энергосистемы (ОЭС) — 2616,8 МВт, 21,5 МВт установленной мощности относятся к децентрализованным источникам электроснабжения.

Основными источниками энергоснабжения в энергосистеме являются тепловые электростанции филиалов «Приморская генерация» и «ЛуТЭК» АО «ДГК».

Электростанции, относящиеся к филиалу «Приморская генерация» АО «ДГК», располагающиеся в южной части края имеют общую установленную мощность на 01.01.2017 года, равную 1100 МВт:

1. Владивостокская ТЭЦ - 2 497 МВт;
2. Артемовская ТЭЦ - 400 МВт;
3. Партизанская ГРЭС - 162 МВт.

Электростанция — Приморская ГРЭС — относится к филиалу «ЛуТЭК» АО «ДГК», располагается в северной части края и имеет суммарную установленную мощность на 01.01.2017 года 1 467 МВт.

На о. Русском имеются генерирующие установки АО «ДВЭУК» (Мини-ТЭЦ) с установленной мощностью 49,8 МВт.

Мощность ДЭС изолированных энергорайонов составляет 21,5 МВт.

Таблица 1 – Структура электропотребления Приморского края по видам экономической деятельности, в процентах (%)

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016
Потребление электроэнергии, всего, в том числе:	100	100	100	100	100
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	0,8	0,9	0,8	0,9	0,8

Продолжение таблицы 1

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016
Показатель	2012	2013	2014	2015	2016
Добыча полезных ископаемых	3,0	2,5	2,0	1,6	1,7
Обрабатывающие производства	9,8	10,0	8,6	8,7	9,3
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	18,1	16,5	17,5	16,5	17,0
Оптовая и розничная торговля	-	5,0	5,5	5,1	7,3
Строительство	1,1	1,4	1,1	1,1	0,8
Транспорт и связь	12,3	13,1	13,2	13,4	12,4
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	3,8	3,8	3,8	3,8	3,9
Прочие виды	9,5	7,7	7,0	7,8	4,8
Потребление населением	24,5	26,8	28,2	27,7	28,6
Потери в электрических сетях	17,1	12,3	12,3	13,4	13,3

Источником питания в ВКР является Партизанская ГРЭС.

Партизанская ГРЭС (до 1973 года — Сучанская ГРЭС) — тепловая электростанция в городе Партизанске Приморского края. Входит в состав «Дальневосточной генерирующей компании» (входит в группу «РусГидро»), филиал «Приморская генерация». Партизанская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 162 МВт, тепловая мощность — 160 Гкал/час. Станция работает по конденсационному графику с попутной выработкой тепла, обеспечивая теплоснабжение г. Партизанск. Проектное топливо — бурый уголь Артёмовского месторождения, фактически используются каменные угли марок К, СС, Г различных месторождений. Конструктивная схема — с поперечными связями по основным потокам воды и пара. Основное оборудование станции включает в себя:

- Турбоагрегат № 1 мощностью 80 МВт с турбиной Т-80/97-90 и генератором ТВФ-120-2УЗ, введён в 1980 году;
- Турбоагрегат № 2 мощностью 82 МВт с турбиной К-82/100-90 и генератором ТВФ-110-2М, введён в 2010 году;
- Турбоагрегат № 3 мощностью 41 МВт с турбиной К-41/50-90 и генератором ТВ-50-2, введён в 1958 году, фактически выведен из работы в 2018 году.

Пар для турбоагрегатов вырабатывают пять котлов ТП-170-1. Система технического водоснабжения — оборотная, с водохранилищем-охладителем сезонного регулирования на ручье Лозовый ключ и тремя секциями брызгального устройства над водохранилищем. Электроэнергия выдается в энергосистему на напряжение 220, 110 и 35 кВ с открытых распределительных устройств.

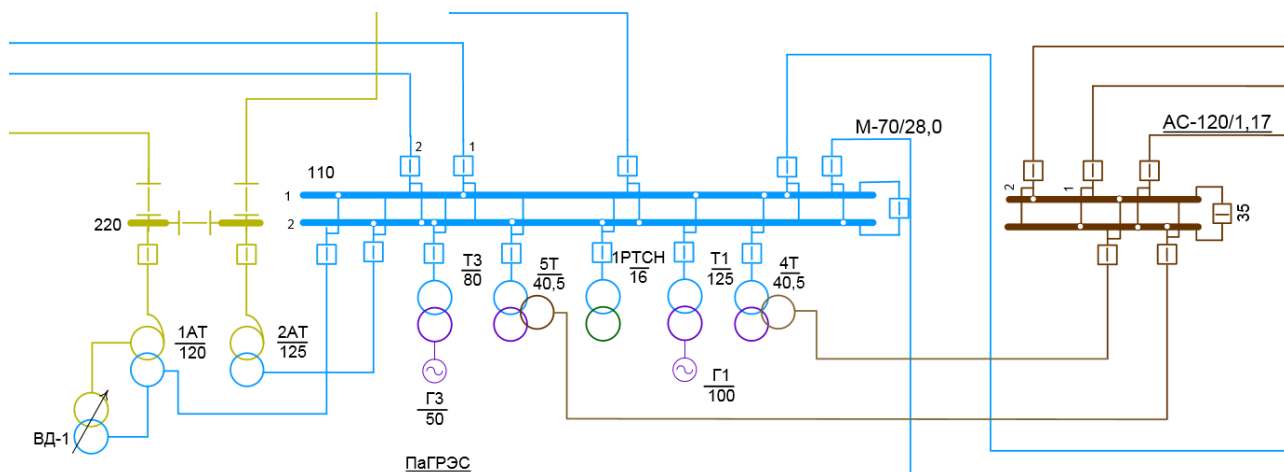


Рисунок 1- Партизанская ГРЭС

1.2 Климатическая и географическая характеристика

Приморский край — расположен на юге Дальнего Востока, в юго-восточной части Российской Федерации. На севере граничит с Хабаровским краем, на западе с КНР, на юго-западе с КНДР, с юга и востока омывается Японским морем. Крупный залив — Петра Великого. Берега залива сильно изрезаны и образуют внутренние заливы: Амурский, Уссурийский, Посыета, Стрелок, Восток.

Максимальная протяжённость края (от устья реки Туманной до истоков реки Самарги) около 900 км. Наибольшая ширина (от долины реки Уссури до побережья Японского моря) около 280 км. Общая протяжённость границ края 3000 км, из них морские около 1500 км.

Самая северная точка края расположена у истока реки Дагды (притока Самарги) — $48^{\circ}28'$ с. ш.; южная — в устье реки Туманной (Туманган, Тумыньцзян) на границе с КНДР — $42^{\circ}18'$ с. ш.; западная — близ истока реки Новгородовка — $130^{\circ}24'$ в. д.; восточная — мыс Золотой — $139^{\circ}02'$ в. д. Расстояние между крайними точками равно: северной и южной по меридиану — 900 км.; западной и восточной по равноудалённой параллели — 430 км.

Центральную и восточную части края занимают горы Сихотэ-Алинь, на западе — Уссурийская и Приханкайская низменности. Вдоль южных границ с КНР раскинулись отроги Маньчжуро-Корейских гор. Самой высокой вершиной края является гора Аник высотой 1933 метра, расположенная на северо-востоке края на границе с Хабаровским краем.

На юго-западе находится крупное озеро Ханка, по нему проходит граница с КНР. Крупнейшей рекой края является Уссури, истоки реки Уссури находятся на склонах горы Снежная, к северо-востоку от горы Облачная.

Крупные острова: Русский, Путятина, Аскольд, Попова, Рикорда, Рейнеке, Большой Пелис.

Климат умеренный муссонный. Зима сухая и холодная, с ясной погодой, на побережье часто происходят оттепели. Весна продолжительная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков, в некоторых районах до 90 % годовой суммы. Случаются выходы тайфунов, наносящих порой огромный ущерб инфраструктуре и сельскому хозяйству. Осень тёплая, солнечная и сухая. Летом преобладают юго-восточные ветра с Тихого океана, а зимой северо-западные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов [22]. Необходимые для дальнейшей работы характеристики района сведены в таблицу 1. Карта Приморского края представлена на рисунке 2.

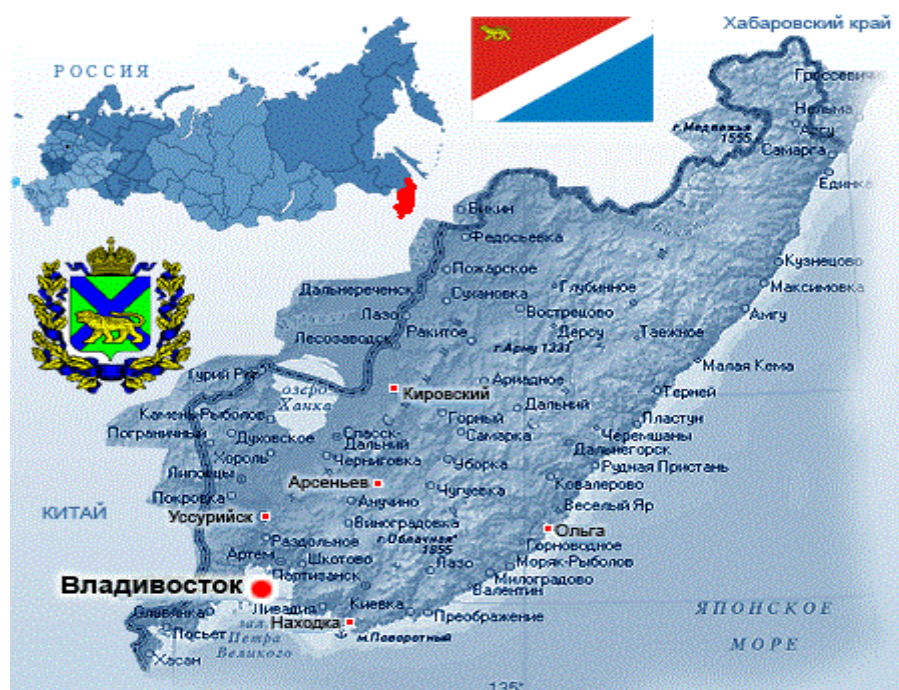


Рисунок 2 – Карта Приморского края

Таблица 2 – Климатические условия района

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	4
Нормативная скорость ветра, м/сек	6
Район по гололеду	4
Нормативная стенка гололеда, мм	20
Низшая температура воздуха, °С	-31,4
Среднегодовая температура воздуха, °С	4,3
Высшая температура воздуха, °С	33,6
Число грозовых часов в год	10 – 20
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	4,4
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<20
Вес снегового покрова, кг/м ²	120
Продолжительность отопительного периода, сут.	196
Температура гололедообразования, °С	-9
Степень загрязнения атмосферы	III
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	1,99
Сейсмичность района, балл	6
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	1,0 – 1,5

Указанные данные будут использованы в дальнейших расчетах.

1.3 Описание существующей схемы электрической сети

На рисунке 3 представлена существующая однолинейная схема электроснабжения потребителей в районе проектирования подстанции.

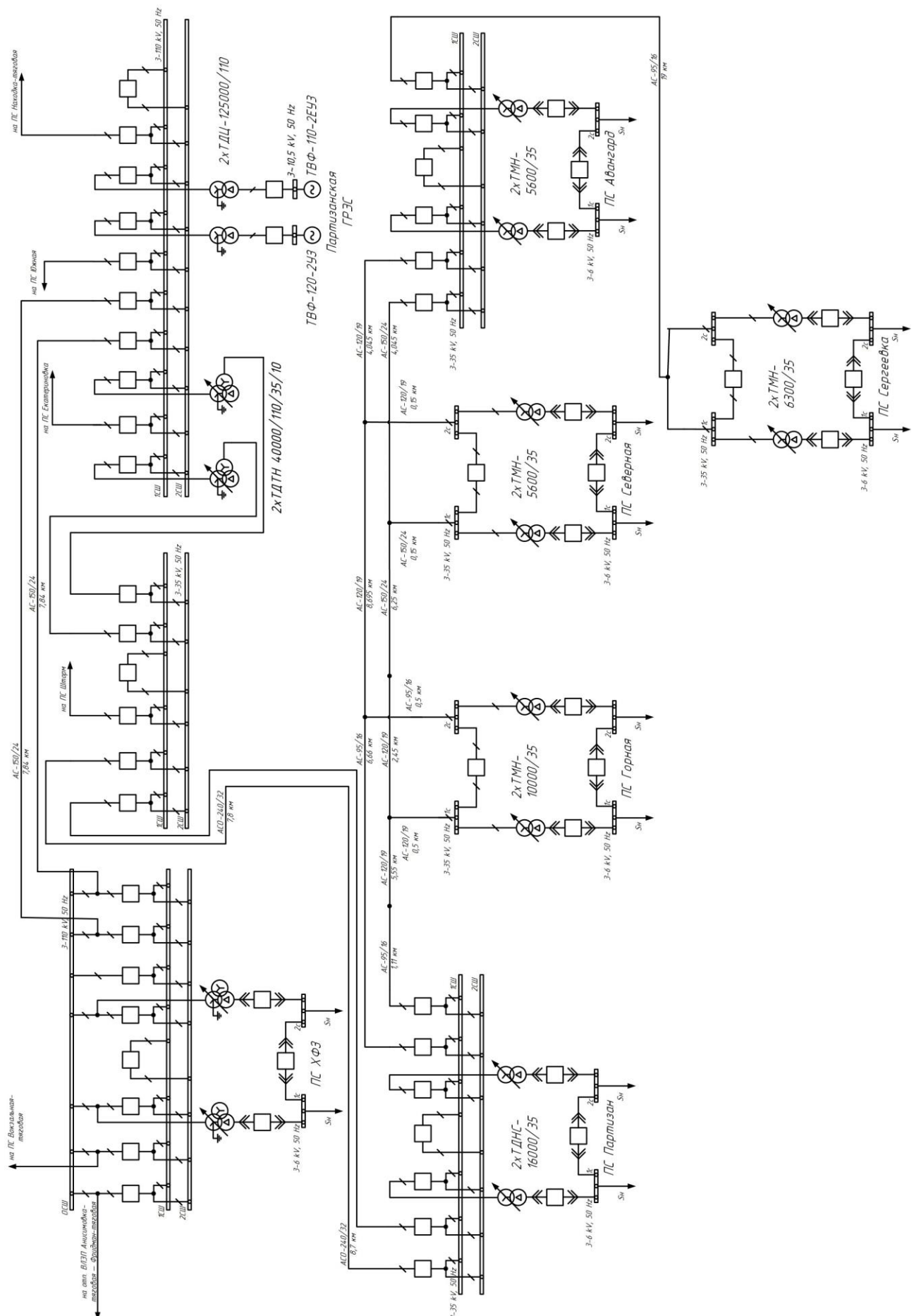


Рисунок 3 – Существующая схема электрической сети

Исходя из схемы, представленной на рисунке 3, видно, что основным источником питания в данном районе является «Партизанская ГРЭС». Рассматриваемый участок содержит 4 класса номинального напряжения: 110, 35, 10,5 и 6 кВ. «Партизанская ГРЭС» работает на напряжениях 110, 35 и 10 кВ, на напряжении 110 кВ работает ПС Химфармзавод, остальные ПС – на напряжении 35 кВ. 2 турбогенераторами с водородно-форсированным охлаждением ТВФ-120-2У3 и ТВФ-110-2ЕУ3 ПаГРЭС работают на напряжении 10,5 кВ.

Совокупная длина линий напряжением 110 кВ равна 15,68 км, 35 кВ – 71,41. Суммарная длина линий составляет 87,09 км.

Самой короткой ЛЭП является линия отп. Северная – Авангард, длина которой равна 4,045 км, а самой длинной – Авангард – Сергеевка длиной 19 км.

Данные по ЛЭП представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные ЛЭП проектируемой сети

Название ЛЭП	№	Напряжение, кВ	Количество цепей	Длина линии, км	Марка провода
ОРУ 35 кВ ПаГРЭС – Партизан	1	35	2	7,8;8,7	АСО-240/32
Партизан– отп. Горная	2	35	2	6,66	АС-95/16; АС-120/19
отп. Горная – отп. Северная	3	35	2	8,695	АС-150/24; АС-120/19
отп. Северная – Авангард	4	35	2	4,045	АС-150/24; АС-120/19
Авангард – Сергеевка	5	35	1	19	АС-95/16
ВН ПаГРЭС – ХФЗ	6	110	2	7,84	АС-150/24

1.4 Характеристика потребителей подстанции

Показатель надежности энергосистемы – это электроснабжение в допустимых пределах ее качества и исключение аварийных чрезвычайных ситуаций, несущих угрозу для населения.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие категории [12]:

Электроприемники I категории – приемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Электроприемники II категории – приемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники III категории – все остальные приемники.

Исходя из этих определений возникает ряд правил:

- электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, электроснабжение которых может быть нарушено исключительно на период ввода автоматики;

- электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания;

- для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения составляют не более одних суток.

Согласно исходным данным для проектирования на ПС «Шахта Центральная» в нагрузке присутствуют потребители первой и третьей

категории, следовательно, на подстанции требуется установка двух трансформаторов как независимых источников.

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

2 ПОДКЛЮЧЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

2.1 Нагрузки подстанций

На параметрах электрической сети, особенно на нагрузках ПС, ощутимым образом сказывается растущее потребление электроэнергии.

При проведении контрольных замеров два раза в год – зимой и летом (самый короткий зимний день и самый длинный летний день) фиксируются электрические нагрузки [19]. Определение средней активной и реактивной мощности рассчитывается по формулам:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}} \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{Q_{max}}{K_{max}} \quad (2)$$

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

Для анализа и расчета потерь электроэнергии используются среднеквадратичные (эффективные мощности):

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot K_{ф} \quad (3)$$

$$Q_{эф} = Q_{cp} \cdot K_{ф} \quad (4)$$

где $K_{ф} = 1,15$ (коэффициент формы)

Максимальная, средняя и эффективная мощности для летнего режима рассчитываются, учитывая коэффициент летнего снижения нагрузки. Для рассматриваемого участка сети указанный коэффициент равен 0,6 (данные АО «ДРСК»). Таким образом, нагрузки в летнем режиме:

$$P_{maxл} = P_{max} \cdot K_{л} \quad (5)$$

$$Q_{maxл} = Q_{max} \cdot K_{л} \quad (6)$$

Аналогично определяются эффективная и средняя мощности, полученные значения сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Рассчитанные нагрузки подстанций

Подстанция	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
Партизан	Зима	13,842	15,918	16,610	5,537	6,367	6,644
	Лето	8,305	9,551	9,966	3,322	3,820	3,986
Горная	Зима	2,367	2,722	2,840	0,947	1,089	1,136
	Лето	1,420	1,633	1,704	0,568	0,653	0,681
Северная	Зима	2,650	3,048	3,180	1,060	1,219	1,272
	Лето	1,590	1,829	1,908	0,636	0,731	0,763
Авангард	Зима	1,274	1,466	1,529	0,510	0,587	0,612
	Лето	0,764	0,880	0,917	0,306	0,352	0,367
Сергеевка	Зима	1,688	1,941	2,025	0,673	0,774	0,808
	Лето	1,013	1,165	1,215	0,404	0,464	0,485
Химфармзавод	Зима	1,228	1,412	1,473	0,490	0,564	0,588
	Лето	0,737	0,847	0,884	0,294	0,338	0,353
Шахта Центральная	Зима	8,167	9,391	9,800	3,267	3,757	3,920
	Лето	4,900	5,635	5,880	1,960	2,254	2,352

В соответствии с программой развития электроэнергетики Приморского края на 2018-2022 г.г. и данным о перспективных нагрузках, присоединениях и схемах увеличение нагрузки ПС за 5 летний период будет определяться по следующим формулам [9]:

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

где ε – относительный прирост электрической нагрузки для данного энергорайона, составляет 2 %;

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

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

$t_{баз}$ – год проведения первого замера.

Базовым годом берется последний год перед проектированием, однако, он не должен быть аномально холодным или теплым. Проектируя сети, принимаем время прогноза равное 5 годам.

Данные по нагрузкам подстанций, учитывающие прогноз, для рассматриваемого участка сети приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Нагрузки подстанций через 5 лет, кроме проектируемой ПС

Подстанция	Время	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
Партизан	Зима	15,2262	17,5098	18,271	6,0907	7,0037	7,3084
	Лето	9,1355	10,5061	10,9626	3,6542	4,202	4,3846
Горная	Зима	2,6037	2,9942	3,124	1,0417	1,1979	1,2496
	Лето	1,562	1,7963	1,8744	0,6248	0,7183	0,7491
Северная	Зима	2,915	3,3528	3,498	1,166	1,3409	1,3992
	Лето	1,749	2,0119	2,0988	0,6996	0,8041	0,8393
Авангард	Зима	1,4014	1,6126	1,6819	0,561	0,6457	0,6732
	Лето	0,8404	0,968	1,0087	0,3366	0,3872	0,4037
Сергеевка	Зима	1,8568	2,1351	2,2275	0,7403	0,8514	0,8888
	Лето	1,1143	1,2815	1,3365	0,4444	0,5104	0,5335
Химфармзавод	Зима	1,3508	1,5532	1,6203	0,539	0,6204	0,6468
	Лето	0,8107	0,9317	0,9724	0,3234	0,3718	0,3883

В результате проведенных расчетов были получены данные, которые будут использоваться при выборе силовых трансформаторов, компенсирующих устройств и линий электропередачи.

2.2 Выбор компенсирующих устройств

Коэффициент реактивной мощности нужен для того, чтобы определить необходимость ее компенсации, рассмотрим расчет на примере ПС Партизан в режиме зимних нагрузок по формуле [10]:

$$tg \varphi = \frac{Q_{\text{max}}}{P_{\text{max}}}, \quad (8)$$

$$tg \varphi = \frac{7.308}{18.271} = 0.398$$

Результаты расчетов $\text{tg}\varphi$ для всех ПС приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета $\text{tg}\varphi$

Подстанция	Время	$Q_{\text{ср}}/P_{\text{ср}}$	$Q_{\text{эф}}/P_{\text{эф}}$	$Q_{\text{max}}/P_{\text{max}}$
Партизан	Зима	0,4	0,4	0,4
	Лето	0,399	0,399	0,399
Горная	Зима	0,4	0,4	0,4
	Лето	0,4	0,4	0,4
Северная	Зима	0,399	0,399	0,399
	Лето	0,398	0,398	0,398
Авангард	Зима	0,4	0,4	0,4
	Лето	0,4	0,4	0,4
Сергеевка	Зима	0,4	0,4	0,4
	Лето	0,398	0,398	0,398
Химфармзавод	Зима	0,4	0,4	0,4
	Лето	0,4	0,4	0,4
Шахта Центральная	Зима	0,4	0,4	0,4
	Лето	0,4	0,4	0,4

Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ для напряжений 6-10 кВ должен быть равен не более 0,4 - на рассматриваемом участке сети компенсировать реактивную мощность нет необходимости [19].

2.3 Разработка вариантов подключения подстанции к электрической сети

Экономически целесообразное формирование электрических сетей [8], можно сформулировать по основным принципам:

- передача электроэнергии потребителям должна производиться по максимально кратчайшему пути. При этом схемное исполнение сети должно быть по возможности простым, что обеспечит снижение стоимости сооружения линий и экономию потерь мощности и электроэнергии;
- электрические сети следует проектировать с минимальным количеством трансформаций напряжения, что снизит необходимую

установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов, и, как следствие, потери мощности и электроэнергии;

- заданный уровень качества электроснабжения потребителей должен обеспечиваться соответствующим номинальным напряжением и схемным исполнением сети.

Учитывая выше сказанное, можно предложить к рассмотрению следующие варианты:

1. Подключение к ПС «Химфармзавод» проектируемой подстанции. Присоединение осуществляется на одном номинальном напряжении 110 кВ. Проектируемая сеть имеет достаточно большую протяженность, следовательно, проект на высоком напряжении позволит сократить потери в сети. Схема подключения подстанций по первому варианту представлена на рисунке 4.

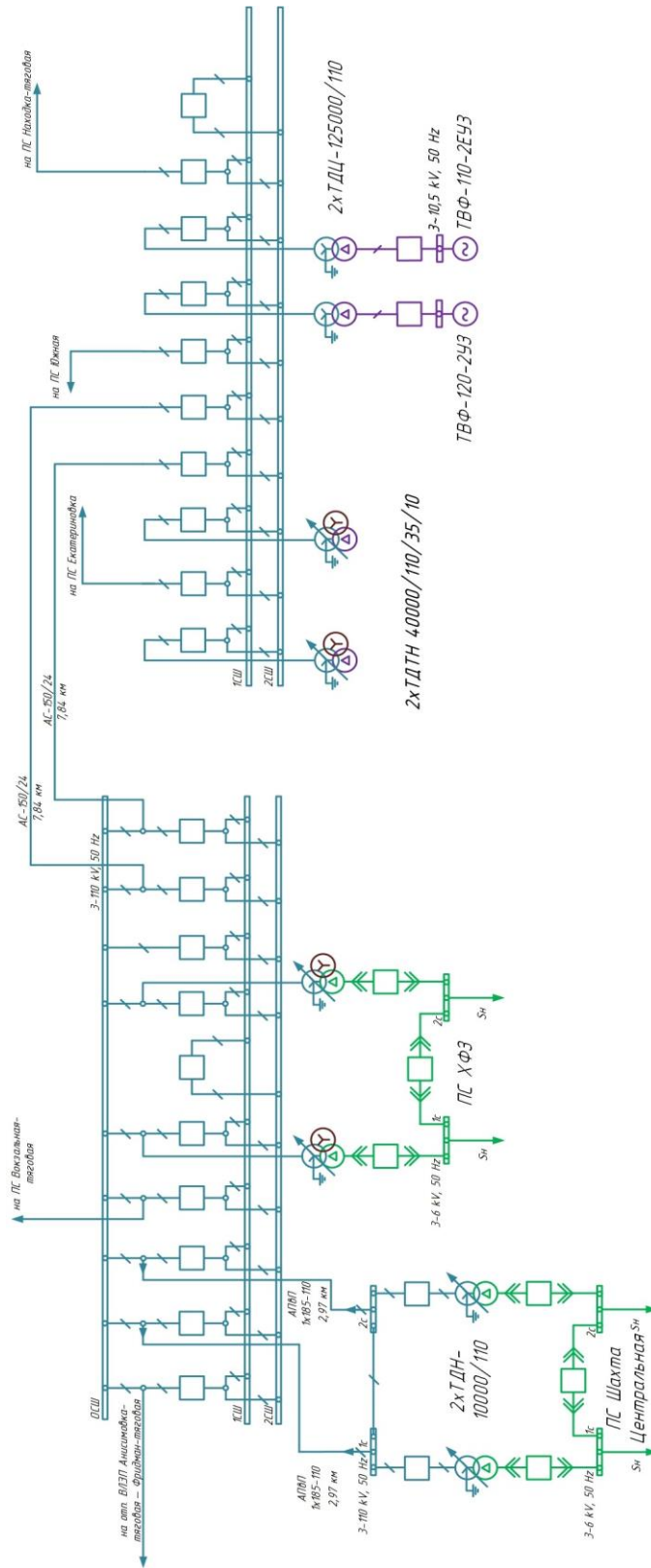


Рисунок 4 – Вариант подключения проектируемой подстанции на номинальном напряжении 110 кВ

2. Подключение проектируемой подстанции осуществляется к линии электропередачи 35 кВ Партизан – Авангард, к опоре №8. Присоединение

осуществляется на одном номинальном напряжении 35 кВ. Схема подключения подстанций по второму варианту представлена на рисунке 5.

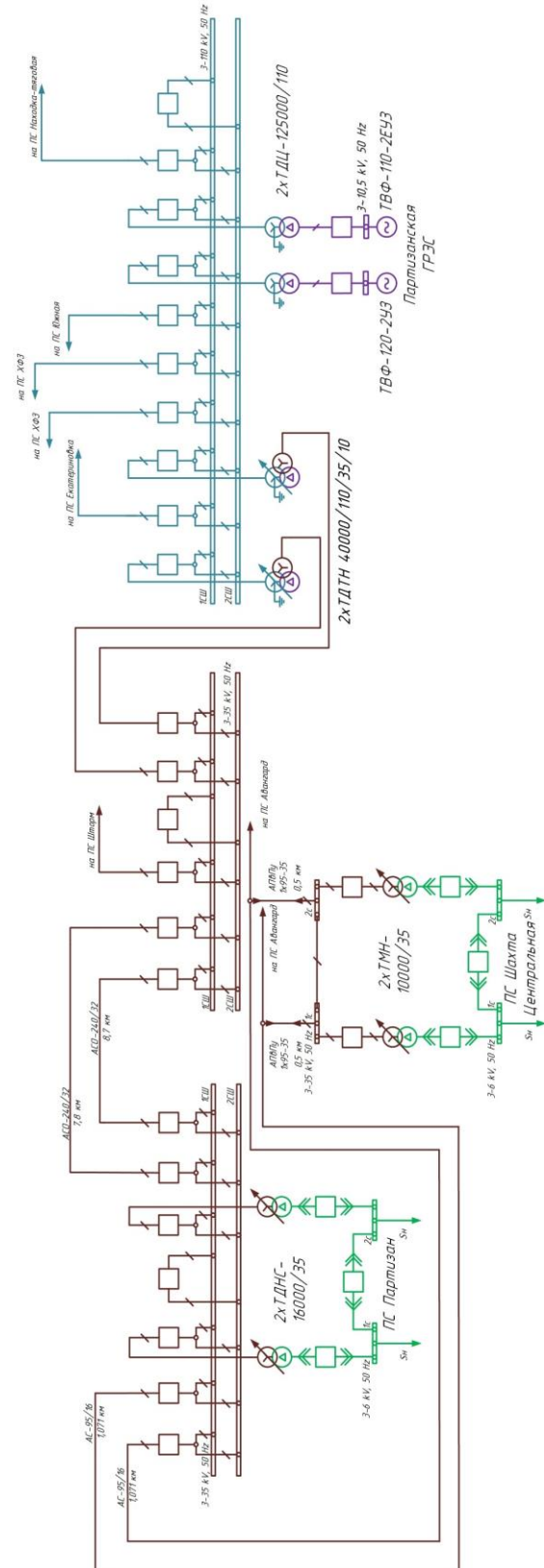


Рисунок 5 – Вариант подключения проектируемой подстанции на номинальном напряжении 35 кВ

Разработанные варианты электрической сети приведены на листе 2. Все схемы сетей разомкнутые простые.

По способу присоединения подстанции к сети она будет тупиковой в обоих вариантах.

2.4 Определение рационального напряжения

Номинальное напряжение выбираем по эмпирическим формулам.

Рациональное напряжение в проектируемой сети, кВ [8]:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\left(\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}\right)}}, \quad (9)$$

где L - длина линии соответствующего участка, км;

P - поток мощности рассматриваемого участка, МВт.

Рациональное напряжение на участке Химфармзавод - Шахта Центральная:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\left(\frac{500}{2.97} + \frac{2 \cdot 2500}{9.8}\right)}} = 68.38 \text{ кВ.}$$

Значения рационального и номинального напряжения для двух вариантов получены аналогичным способом и приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Номинальное и рациональное напряжения вариантов

№ варианта	Наименование ПС	Рациональное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
1	Шахта Центральная	68,38	110
2	Шахта Центральная	25.73	35

2.5 Распределительные устройства подстанции, подбор типов схем

Руководствуясь требованиями по надежности, числом подходящих к подстанции линий, классом номинального напряжения, выберем для каждой подстанции типы РУ ВН [9]. Данные приведем в таблице 8.

Таблица 8 – Тип РУ ВН

№ варианта	Наименование ПС	Класс номинального напряжения, кВ	Тип РУ ВН
1	Шахта Центральная	110	Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии
2		35	

Далее в двух вариантах определим суммарную длину линий в одноцепном исполнении. Рассчитаем количество выключателей для каждой.

Суммарная длина находится по формуле, км:

$$L_{\Sigma} = \sum L_{ij}, \quad (10)$$

Для первого варианта суммарная длина линий примет следующее значение:

$$L = 2.97 \text{ км.}$$

Так же рассчитаем количество выключателей в предполагаемых вариантах подключения.

Сведем полученные значения для двух вариантов в таблицу 9.

Таблица 9 – Суммарные длины линий и количество выключателей

№ варианта	N _{Выкл} , шт		L _Σ , км	
	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ
1	2	-	2,97	-
2	-	2	-	0,5

2.6 Выбор марки и сечения кабельной линии

При выборе сечения проводников проектируемой сети следует учитывать технико-экономические показатели, пропускную способность сечения провода по нагреву в послеаварийных условиях, условия образования короны.

I_{\max} – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}}, \quad (11)$$

где P_{\max} – поток максимальной активной мощности текущей по линии зимой;

$Q_{\text{неск}}$ – поток максимальной реактивной мощности текущей по линии зимой.

Потоки максимальной активной и реактивной мощности мощности посчитаны ранее.

Предпочтение отдаем прокладке кабельных линий, поскольку объект находится в городской (селитебной) зоне и расстояния по охранным зонам ВЛЭП на класс напряжений 35 кВ и 110 кВ соблюдаться не будут.

Расчетный ток, текущий по участку Химфармзавод – Шахта Центральная для варианта 1, кА:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{(9,8)^2 + (3,92)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,028 \text{ кА.}$$

Расчетный ток, текущий по участку отп. Шахта Центральная от ВЛЭП Партизан – Авангард для варианта 2, кА:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{(9,8)^2 + (3,92)^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 0,087 \text{ кА.}$$

Рассчитанные значения расчетного тока для обоих вариантов указаны в таблице 10.

Таблица 10 – Расчетные токи на КЛ

№ варианта	Участок сети	Расчетный ток, кА
1	Химфармзавод – Шахта Центральная	0,028
2	отп. Шахта Центральная от ВЛЭП Партизан – Авангард	0,087

Определив максимальные и расчетные токи. Для обоих вариантов определяем расчетное сечение кабеля по экономической плотности тока.

Экономическая плотность тока для $T = 4000$ ч равна $j_{э\kappa} = 1.7$ А/мм².

Суммарное сечение F алюминиевых жил фазы проектируемой КЛ определяется по формуле:

$$F = \frac{I_{расч}}{j_{э\kappa}}, \quad (12)$$

Для варианта №1:

$$F = \frac{0.055}{0.0017} = 32.35 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель из сшитого полиэтилена, для него в качестве материала токоведущей жилы выбираем алюминий, т.к. он дешевле.

Далее проверяем выбранное сечение КЛ по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{ол.доп.} \geq \frac{I_{p.max} \cdot 2}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4} \quad (13)$$

где k_1 – расчетный коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку в послеаварийном режиме, равен 1.17 для КЛ 110 кВ из СПЭ;

k_2 – поправочный коэффициент для глубины прокладки, иной, чем 0.8 м, для кабелей, проложенных непосредственно в грунте, для 1м равен 1.05;

k_3 – поправочный коэффициент для удельных тепловых сопротивлений грунта, иных, чем 1.5 К*м/Вт для одножильных кабелей, проложенных непосредственно в грунте, для песчано - глинистых почв влажностью 12-14% равен 0.93;

k_4 – поправочный коэффициент для групп трехфазных цепей одножильных кабелей, проложенных непосредственно в грунте, для расстояния между группами кабелей в грунте 300 мм коэффициент равен 0.9.

Минимальное сечение одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110 кВ составляет 185 мм^2 . Для данного сечения длительно-допустимый ток при прокладке в земле горизонтально для двух цепей составляет 319 А.

$$I_{\text{дл.доп.}} \geq \frac{27.8 \cdot 2}{1.17 \cdot 1.05 \cdot 0.93 \cdot 0.9} = 54.072 \text{ А} \quad (14)$$

Выбираем КЛ сечением 185 мм^2 длительно-допустимым током 319 А.

Проверим сечение кабеля на термическую стойкость к току КЗ. Значение тока КЗ определяем с помощью ПВК RastrWin3.

Определим тепловой импульс тока КЗ, $\text{А}^2\text{с}$:

$$B_k = I_{\text{кз}}^2 \cdot (t_k + T_\alpha) \quad (15)$$

где T_α – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равна 0.05 с.

$$B_k = 8.2^2 \cdot (1.4 + 0.05) = 97.5 \text{ А}^2\text{с}$$

Определим минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_t} \quad (16)$$

где C_t – термический коэффициент

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{97.5}}{65 \cdot 10^{-3}} = 152 \text{ мм}^2$$

Выбираем КЛ сечением 185 мм² АПВП 1х185-110

Для варианта №2:

$$F = \frac{0.087}{0.0017} = 51.18 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель из сшитого полиэтилена сечением 70 мм², для него в качестве материала токоведущей жилы выбираем алюминий, т.к. он дешевле.

Далее проверяем выбранное сечение КЛ по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{дл.доп.}} \geq \frac{I_{p.\text{max}} \cdot 2}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4} \quad (17)$$

где k_1 – расчетный коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку в послеаварийном режиме, равен 1.25 для КЛ 35 кВ из СПЭ;

k_2 – поправочный коэффициент для глубины прокладки, иной, чем 0.8 м, для кабелей, проложенных непосредственно в грунте, для 1м равен 0.98;

k_3 – поправочный коэффициент для удельных тепловых сопротивлений грунта, иных, чем 1.5 К*м/Вт для одножильных кабелей, проложенных непосредственно в грунте, для песчано - глинистых почв влажностью 12-14% равен 1.17;

k_4 – поправочный коэффициент для групп трехфазных цепей одножильных кабелей, проложенных непосредственно в грунте, для расстояния между группами кабелей в грунте 200 мм коэффициент равен 0.83.

$$I_{\text{дл.доп.}} \geq \frac{87 \cdot 2}{1.25 \cdot 0.98 \cdot 1.17 \cdot 0.83} = 146.267 \text{ А}$$

Для данного сечения длительно-допустимый ток при прокладке в земле горизонтально для двух цепей составляет 192 А, следовательно, выбранное сечение удовлетворяет условию.

Проверим сечение кабеля на термическую стойкость к току КЗ.

Определим тепловой импульс тока КЗ, А²с:

$$B_k = 3.8141^2 \cdot (1.4 + 0.05) = 21.09 \text{ А}^2\text{с}$$

Определим минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{21.09}}{65 \cdot 10^{-3}} = 70.65 \text{ мм}^2$$

Выбираем КЛ сечением 95 мм² АПвПу 1х95-35.

Работа электрических сетей 3-35 кВ должна предусматриваться с изолированной или заземленной через дугогасящие реакторы нейтралью. В связи с этим нужно провести проверку на необходимость компенсации емкостного тока при однофазных замыканиях [13].

$$I_{\text{емк}} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot l}{10} \tag{18}$$

$$I_{\text{емк}} = \frac{35 \cdot 0.5}{10} = 1.75 \text{ А}$$

Емкостной ток получился меньше 10 А, следовательно, компенсация с помощью ДГР не требуется.

Таблица 11 –Марки КЛ электропередачи

№ варианта	Участок сети	Марка КЛ
1	Химфармзавод – Шахта Центральная	3 х АПвП 1х185/95-110

№ варианта	Участок сети	Марка КЛ
2	Отп. от ВЛЭП Партизан – Авангард – Шахта Центральная	3 х АПвПу 1х95/35-35

2.7 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Ранее указывалось что по условиям категоричности потребителей, подключенных к шинам низкого напряжения ПС «Шахта Центральная» на ней, требуется установка двух силовых трансформаторов как независимых источников питания.

На стороне низкого напряжения для обеспечения требуемого уровня надежности предусматривается автоматический ввод резерва путем включения секционного выключателя.

При выборе силового трансформатора требуется определить его расчетную мощность, МВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (19)$$

где P_{CP} – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность;

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки (принимая равным 0,7).

Расчет производится с учетом прогнозируемых на 5 лет нагрузок и подключенной в работу ПС Шахта Центральная.

Осуществляя выбор и проверку оборудования (трансформаторы, ЛЭП) требуется определить потоки активной и реактивной некомпенсированной мощности. Указанные значения получаем из рассчитанных режимов в ПВК RastrWin 3.0 из вкладки «Ветви» [16].

Значения средней активной мощности и реактивной мощности рассчитаны и приведены в приложении Б, подставив их в формулу (19) посчитаем расчетную мощность трансформаторов на подстанции Партизан, МВА:

$$S_{р.Партизан} = \frac{\sqrt{(15,226)^2 + (18,75)^2}}{2 \cdot 0,7} = 17,25 \text{ МВА.}$$

Полученное значение расчетной мощности округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора. Выбрав трансформатор, необходимо осуществить его проверку по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{неск.}^2}}{n \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \quad (20)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки должно находиться в интервале от 0,5 до 0,75.

На подстанции Партизан значение коэффициента загрузки составляет:

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{(15,226)^2 + (19,2)^2}}{2 \cdot 25} = 0,49.$$

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

$$K_3^{П.А} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{неск.}^2}}{(n-1) \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \leq 1,4. \quad (21)$$

$$K_3^{П.А} = \frac{\sqrt{(15,226)^2 + (19,2)^2}}{(2-1) \cdot 25} = 0,98 \leq 1,4.$$

Значения коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах работы приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Нагрузочный и послеаварийный коэффициенты в зимний период

Наименования ПС	Коэффициенты загрузки в нормальном режиме	Коэффициенты загрузки в послеаварийном режиме
Партизан	0,49	0,98
Горная	0,296	–
Северная	0,301	0,603
Авангард	0,407	–
Сергеевка	0,343	–
Химфармзавод	0,479	–
Шахта Центральная	0,469	0,937

Сведем в таблицу 13 марки выбранных трансформаторов для двух вариантов.

Таблица 13 – Выбор силовых трансформаторов

Подстанция	S_n , МВА	Тип трансформатора	$K^3_{НОРМ}$	$K^3_{П.А}$
Вариант 1				
Химфармзавод	10	ТДТН -10000/110/35	0,479	–
Шахта Центральная	10	ТДН -10000/110	0,469	0,937
Вариант 2				
Партизан	25	ТРДНС – 25000/35	0,48	0,966
Горная	10	ТМН – 10000/35	0,296	–
Северная	5,6	ТМН – 5600/35	0,355	0,71
Авангард	5,6	ТМН – 5600/35	0,407	–
Сергеевка	6,3	ТМН – 6300/35	0,343	–
Шахта Центральная	10	ТМН – 10000/35	0,469	0,937

Неравенства соблюдаются, следовательно, мощность трансформатора выбрана верно.

3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

Выбор оптимального варианта электрической сети осуществляется по минимуму приведенных затрат.

Расчет приведенных затрат производится по формуле [21]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (22)$$

где K – суммарные капиталовложения в проектируемую сеть;

I – суммарные затраты на передачу электроэнергии;

E – ставка рефинансирования.

3.1 Расчет капиталовложений

При учебном проектировании используются укрупнённые стоимостные показатели.

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

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

$$K = K_{КЛ} + K_{ПС}, \quad (23)$$

где $K_{КЛ}$ – капиталовложения на сооружение КЛ;

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

3.2 Расчет капиталовложений на сооружение КЛ

Стоимостные показатели КЛ существенно зависят от принятой трассы, характера и числа пересекаемых инженерных коммуникаций, сопутствующих затрат, а также от способа прокладки КЛ [21].

Капиталовложения на сооружение КЛ определяются следующим образом [21]:

$$K_{КЛ} = \sum (K_0 \cdot L_{КЛ}) \cdot K_{ИНФ}, \quad (24)$$

где K_0 – удельные капиталовложения на строительство одного километра КЛ;

$L_{КЛ}$ – длина участка КЛ;

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции.

3.3 Расчет капиталовложений на строительство ПС

Сооружение подстанции требует ряда капиталовложений, а именно: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение распределительных устройств высокого, среднего и низкого напряжения, затраты на монтаж и наладку [21].

Все затраты производственного назначения учитываются в базовых показателях стоимости ПС, а также соответствуют средним условиям строительства.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{ИНФ}, \quad (25)$$

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

$K_{ТР}$ – капиталовложения в трансформаторы;

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

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

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции.

3.4 Расчет эксплуатационных издержек

Суммарные издержки определяются следующим образом:

$$I_{\Sigma} = I_{АМ} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W}, \quad (26)$$

где $I_{АМ}$ – амортизационные отчисления;

$I_{ЭКС}$ – эксплуатационные затраты;

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

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

Денежным выражением стоимости основных фондов в себестоимости продукции для i -го вида оборудования (или программных средств) являются амортизационные отчисления, которые определяются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K_{ПС}}{T_{сл.пс}} + \frac{K_{КЛ}}{T_{сл.вл}}, \quad (27)$$

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

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

$T_{СЛ}$ – срок службы соответствующего оборудования [21].

Также необходимо учитывать издержки, возникающие в процессе эксплуатации электротехнических устройств.

Расчет эксплуатационных издержек определяется по формуле:

$$I_{ЭКС} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ПС} + K_{КЛ} \cdot \alpha_{КЛ}, \quad (28)$$

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

$K_{КЛ}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{ПС}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС [21];

$\alpha_{КЛ}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание КЛ [21].

Расходы на потери электроэнергии в сети определяются по следующей формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (29)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч.

Таким образом, получив значения амортизационных отчислений, эксплуатационных затрат и расходов на потери электроэнергии можно посчитать суммарные затраты на передачу электроэнергии.

3.5 Сравнение приведенных затрат

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

Сравнительные характеристики полученных результатов сводятся в соответствующую таблицу, в которой указаны: суммарные капиталовложения, млрд. руб.; суммарные издержки, млрд. руб.; приведенные затраты, млрд. руб.

Таблица 14 – Экономическое сравнение вариантов

	Вариант №1	Вариант №2
К, млрд. руб.	0,163	0,14
И, млрд. руб.	0,059	0,037
З, млрд. руб.	0,075	0,051
$I_{\Delta w}$, млрд. руб.	0,043	0,023

В двух рассматриваемых вариантах сети рассчитывается погрешность для стоимости потерь:

$$\varepsilon = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (30)$$

$$\varepsilon = \frac{0,075 - 0,051}{0,075} \cdot 100\% = 32\%$$

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

Исходя из полученных результатов выбираем сеть 35 кВ, т.к. для нее затраты меньше и составляют 0,051 млрд. рублей. Подробный экономический расчет приведен в приложении Г.

4 АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

4.1 Расчет установившихся режимов

Расчет режимов работы сети проводится для определения всех параметров, в процессе эксплуатации существующей и реконструированной сети, а именно: потери напряжения, анализа уровня напряжений в узлах, потери мощности токовые нагрузки в сечениях и т.д.

Режимы рассчитываются для:

- определения требований к маневренным свойствам оборудования электростанций;
- определения структуры генерирующих мощностей и определения типа необходимых к сооружению электростанций;
- количественной годовой выработки энергии различных типов электростанций и последующего расчета потребности в отдельных видах топлива;
- определения схемы развития электрических сетей;
- определения величины технических потерь электроэнергии в сети.

Расчет режима производится в программно-вычислительном комплексе RastrWin 3.0 [16].

В проекте выполняется расчет минимального, максимального и послеаварийного режимов для рассматриваемого участка электрической сети.

Вследствие малых протяженностей и малых напряжений линий 35 кВ, в них не учитывается реактивная проводимость [5].

Расчет коэффициентов трансформации трансформаторов осуществляется следующим образом:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (31)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}, \quad (32)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} \quad (33)$$

где K_{TH}, K_{TC}, K_{TB} – рассчитанные коэффициенты трансформации для НН, СН и ВН;

U_{HH}, U_{CH}, U_{BH} – соответствующие напряжения на НН, СН и ВН сторонах СТ.

Параметры ЛЭП и трансформаторов рассматриваемой сети и без учета спрогнозированной нагрузки представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Данные ЛЭП и трансформаторов до ввода ПС Шахта Центральная (максимальный режим)

Тип	Узел нач.	Узел кон.	Название	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	Kт	№ анц.	Тип анц.
Тр-р	4	1	ВН ПаГРЭС - Г1 ПаГРЭС	0.37	12.3	8.2	46.9	0.091		
Тр-р	4	2	ВН ПаГРЭС - Г2 ПаГРЭС	0.37	12.3	8.2	46.9	0.091		
Тр-р	4	5	ВН ПаГРЭС - Нейтраль Т1 ПаГРЭС	0.8	35.5	3.2	18.2	1		
Тр-р	5	6	Нейтраль Т1 ПаГРЭС - СН ПаГРЭС	0.8				0.334	3	2
Тр-р	4	8	ВН ПаГРЭС - Нейтраль Т2 ПаГРЭС	0.8	35.5	3.2	18.2	1		
Тр-р	8	10	Нейтраль Т2 ПаГРЭС - СН Т2 ПаГРЭС	0.8				0.334	3	2
ЛЭП	6	9	СН Т1 ПаГРЭС - ВН ПС Партизан	1.04	3.48					
ЛЭП	10	9	СН Т2 ПаГРЭС - ВН ПС Партизан	0.94	3.12					
Тр-р	9	13	ВН ПС Партизан - НН Т1 ПС Партизан	0.45	8.4	13.3	65.2	0.181	6	1

Продолжение таблицы 15

Тип	Узел нач.	Узел кон.	Название	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	Кт	№ анц.	Тип анц.
Тр-р	9	14	ВН ПС Партизан - НН Т2 ПС Партизан	0.45	8.4	13.3	65.2	0.181	6	1
ЛЭП	300	20	Опора 13 - Опора 36	1.2	2					
ЛЭП	20	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	0.12	0.21					
ЛЭП	19	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	0.15	0.21					
Тр-р	21	22	ВН ПС Горная - НН Т1 ПС Горная	0.88	10.1	10.7	59.2	0.181	6	1
Тр-р	21	23	ВН ПС Горная - НН Т2 ПС Горная	0.88	10.1	10.7	59.2	0.171		
ЛЭП	19	24	Опора 36 - Опора 83	2.16	3.6					
ЛЭП	20	25	Опора 36 - Опора 48	0.61	1.01					
ЛЭП	25	26	Опора 48 - Опора 83	1.24	2.54					
ЛЭП	26	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	0.03	0.06					
ЛЭП	24	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	0.04	0.06					
Тр-р	27	28	ВН ПС Северная - НН Т1 ПС Северная	2.6	23	5.5	32.6	0.181	6	1
Тр-р	27	29	ВН ПС Северная - НН Т2 ПС Северная	2.6	23	5.5	32.6	0.181	6	1
ЛЭП	26	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	0.8	1.64					
ЛЭП	24	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	1.01	1.68					
Тр-р	30	31	ВН ПС Авангард - НН Т1 ПС Авангард	2.23	16.41	15.9	41.1	0.181	6	1
ЛЭП	30	33	ВН ПС Авангард - ВН ПС Сергеевка	5.81	8					
Тр-р	33	34	ВН ПС	2.23	16.41	15.9	41.1	0.18		

Продолжение таблицы 15

Тип	Узел нач.	Узел кон.	Название	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	Кт	№ анц.	Тип анц.
Тр-р	33	35	ВН ПС Сергеевка - НН Т2 ПС Сергеевка	2.23	16.41	15.9	41.1	0.187	4	1
ЛЭП	9	36	ВН ПС Партизан - Опора 8	0.33	0.45					
ЛЭП	9	40	ВН ПС Партизан - Опора 8	0.33	0.45					
ЛЭП	36	19	Опора 8 - Опора 36	2.04	2.8					
ЛЭП	40	300	Опора 8 - Опора 13	0.23	0.32					

В соответствии с руководящими документами и нормами качества электроэнергии отклонение значений напряжения не должно превышать 10%.

При анализе напряжений в узлах сети необходимо принимать во внимание закон встречного регулирования, в соответствии с которым в режиме максимальных нагрузок напряжения на шинах ПС должны быть на уровне 1,05-1,1 от $U_{ном}$. В режиме минимальных нагрузок напряжение должно находиться на уровне не менее $U_{ном}$. В послеаварийных режимах уровни напряжений не должны превышать 1,1 от $U_{ном}$. Послеаварийный режим – режим, в котором один из элементов отключен в результате возникшей аварии. Для расчета послеаварийного режима выбирают самый загруженный элемент сети и затем отключают его. Тяжелые послеаварийные режимы позволяют определить недостатки схемы и принять соответствующий комплекс мероприятий для сохранения соответствующего уровня напряжений в сети при различных авариях в системе [19].

При несоответствии уровней напряжений нормативным значением, используют средства регулирования напряжения, которые могут использоваться:

- изменение уровня напряжений путем изменения коэффициента трансформации трансформатора при помощи устройств ПБВ и РПН;

- подключение к шинам подстанций или к отходящим линиям от шин подстанции линейных регулировочных трансформаторов;

- для устранения дефицита реактивной мощности или ее избытка в линиях электропередачи применение средств компенсации реактивной мощности таких как УШР, БСК, СК, СТК, СТАТКОМ.

Все трансформаторы в рассматриваемой сети имеют устройства РПН. В сравнении с ПБВ устройство РПН имеет более широкий диапазон регулирования напряжений и отсутствие необходимости в отключении трансформатора при осуществлении регулирования коэффициента трансформации. При расчете группы режимов электрической сети для сохранения необходимых уровней напряжения на заданном уровне осуществлялось регулирование с помощью устройств регулирования под нагрузкой [5].

В таблице 16 представлены значения нагрузок и напряжений в сети в минимальном, максимальном режимах до ввода подстанции.

Таблица 16 – Уровни напряжений в минимальном, максимальном режимах сети до ввода подстанции

Тип	Номер	Название	U _{ном}	Максимальный режим			Минимальный режим		
				V	P _н	Q _н	V	P _н	Q _н
Ген	1	Г1 ПаГРЭС	10	10.5			10.5		
База	2	Г2 ПаГРЭС	10	10.5			10.5		
Нагр	4	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС	110	114.07			114.41		
Нагр	5	Нейтраль Т1 ОРУ 110 кВ	110	111.81			112.46		
Нагр	6	СН Т1 ПаГРЭС	35	37.32			36.66		
Нагр	10	СН Т2 ПаГРЭС	35	37.28			36.2		
Нагр	8	Нейтраль Т2 ОРУ 110 кВ	110	111.7			113.84		
Нагр	9	ВН ПС Партизан	35	36.36			35.89		
Нагр	13	НН Т1 ПС Партизан	6	6.35	10.5	4.2	6.35	6.3	2.5
Нагр	14	НН Т2 ПС Партизан	6	6.44	6.1	2.4	6.41	3.7	1.5
Нагр	19	Опора 36	35	35.89			35.62		
Нагр	300	Опора 13	35	36.22			35.81		
Нагр	20	Опора 36	35	35.89			35.62		

Продолжение таблицы 16

Тип	Номер	Название	U_ном	Максимальный режим			Минимальный режим		
				V	P _н	Q _н	V	P _н	Q _н
Нагр	21	ВН ПС Горная	35	35.88			35.62		
Нагр	22	НН Т1 ПС Горная	6	6.41	2.8	1.1	6.39	1.7	0.7
Нагр	23	НН Т2 ПС Горная	6						
Нагр	24	Опора 83	35	35.54			35.41		
Нагр	25	Опора 48	35	35.79			35.56		
Нагр	26	Опора 83	35	35.54			35.41		
Нагр	27	ВН ПС Северная	35	35.54			35.41		
Нагр	28	НН Т1 ПС Северная	6	6.31	1.7	0.7	6.33	1	0.4
Нагр	29	НН Т2 ПС Северная	6	6.32	1.5	0.6	6.34	0.9	0.4
Нагр	30	ВН ПС Авангард	35	35.46			35.36		
Нагр	31	НН Т1 ПС Авангард	6	6.33	1.5	0.6	6.34	0.9	0.4
Нагр	32	НН Т2 ПС Авангард	6						
Нагр	33	ВН ПС Сергеевка	35	34.9			35.03		
Нагр	34	НН Т1 ПС Сергеевка	6	6.42	2	0.8	6.48	1.2	0.5
Нагр	35	НН Т2 ПС Сергеевка	6						
Нагр	36	Опора 8	35	36.29			35.85		
Нагр	40	Опора 8	35	36.28			35.84		

Из таблицы со значениями напряжений видно, что закон встречного регулирования выполняется.

Далее для определения слабых мест сети рассчитаем послеаварийный режим путем отключения линии электропередачи с самой большой загрузкой.

Вкладка в ПВК RastrWin 3.0 «Токовая нагрузка ЛЭП» определяет наиболее загруженную ЛЭП в сети [16]. В таблице 17 представлена Токовая нагрузка ЛЭП.

Таблица 17 – Токовая нагрузка ЛЭП

Узел начала	Узел конца	Название	Ток начала, А	Ток конца, А	Длительно допустимый ток, А	I/Длит. доп, %
6	9	СН Т1 ПаГРЭС - ВН ПС Партизан	255	255	605	32.7
10	9	СН Т2 ПаГРЭС - ВН ПС Партизан	228	228	605	29.2

Продолжение таблицы 17

Узел начала	Узел конца	Название	Ток начала, А	Ток конца, А	Длительно допустимый ток, А	I/Длит.доп, %
300	20	Опора 13 - Опора 36	96	96	390	19.1
20	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	32	32	390	6.4
19	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	20	20	330	4.6
19	24	Опора 36 - Опора 83	60	60	390	12
20	25	Опора 36 - Опора 48	64	64	390	12.7
25	26	Опора 48 - Опора 83	64	64	450	11
26	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	29	29	450	4.9
24	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	29	29	390	5.8
26	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	35	35	450	6
24	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	33	33	390	6.5
30	33	ВН ПС Авангард - ВН ПС Сергеевка	39	39	330	9.1
9	36	ВН ПС Партизан - Опора 8	79	79	330	18.6
9	40	ВН ПС Партизан - Опора 8	96	96	330	22.6
36	19	Опора 8 - Опора 36	79	79	330	18.6
40	300	Опора 8 - Опора 13	96	96	330	22.7

Из таблицы видно, что ЛЭП с максимальной загрузкой является линия СН Т1 ПаГРЭС - ВН ПС Партизан. Послеаварийный режим для данного участка сети будет осуществляться путем отключения линии СН Т1 ПаГРЭС - ВН ПС Партизан. В таблице 18 представлены значения напряжений сети в послеаварийном режиме.

Таблица 18 – Значения напряжений в послеаварийном режиме

Тип	Номер	Название	Uном	V	Угол Delta
Ген	1	Г1 ПаГРЭС	10	10.5	41.17
База	2	Г2 ПаГРЭС	10	10.5	31.94
Нагр	4	ВН ОРУ 110 кВ ПаГРЭС	110	113.91	35.83
Нагр	5	Нейтраль Т1 ПаГРЭС	110	113.91	35.83
Нагр	6	СН Т1 ПаГРЭС	35	37.15	35.83
Нагр	10	СН Т2 ПаГРЭС	35	36.18	31.45
Нагр	8	Нейтраль Т2 ПаГРЭС	110	108.5	31.39

Продолжение таблицы 18

Тип	Номер	Название	Уном	V	Угол Delta
Нагр	9	ВН ПС Партизан	35	34.23	28.16
Нагр	13	НН Т1 ПС Партизан	6	6.45	23.78
Нагр	14	НН Т2 ПС Партизан	6	6.56	25.65
Нагр	19	Опора 36	35	33.73	27.66
Нагр	300	Опора 13	35	34.08	28.03
Нагр	20	Опора 36	35	33.74	27.66
Нагр	21	ВН ПС Горная	35	33.72	27.65
Нагр	22	НН Т1 ПС Горная	6	6.52	26.24
Нагр	23	НН Т2 ПС Горная	6		-4.75
Нагр	24	Опора 83	35	33.36	27.19
Нагр	25	Опора 48	35	33.62	27.54
Нагр	26	Опора 83	35	33.36	27.2
Нагр	27	ВН ПС Северная	35	33.36	27.19
Нагр	28	НН Т1 ПС Северная	6	6.41	25.25
Нагр	29	НН Т2 ПС Северная	6	6.42	25.48
Нагр	30	ВН ПС Авангард	35	33.27	27.08
Нагр	31	НН Т1 ПС Авангард	6	6.43	25.84
Нагр	32	НН Т2 ПС Авангард	6		-5.12
Нагр	33	ВН ПС Сергеевка	35	32.67	26.5
Нагр	34	НН Т1 ПС Сергеевка	6	6.29	24.79
Нагр	35	НН Т2 ПС Сергеевка	6		-5.64
Нагр	36	Опора 8	35	34.16	28.09
Нагр	40	Опора 8	35	34.14	28.08

Отклонения напряжений в послеаварийном режиме составляют менее 10%, что является установленным пределом. В нагрузочных узлах напряжения отвечают требованиям закона встречного регулирования.

Загрузка ЛЭП после аварии может возрасти до недопустимых значений. Контроль соответствия загрузки ЛЭП длительно допустимому току протекания по линии следует проводить регулярно согласно руководящим документам.

В таблице 19 приведена токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме.

Таблица 19 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Узел начала	Узел конца	Название	Ток начала, А	Ток конца, А	Длительно допустимый ток, А	I/Длит. доп, %
6	9	СН Т1 ПаГРЭС - ВН ПС Партизан			605	
10	9	СН Т2 ПаГРЭС - ВН	498	498	605	63.8

Продолжение таблицы 19

Узел начала	Узел конца	Название	Ток начала, А	Ток конца, А	Длительно допустимый ток, А	И/Длит.доп, %
300	20	Опора 13 - Опора 36	101	101	390	20.1
20	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	34	34	390	6.8
19	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	20	20	330	4.7
19	24	Опора 36 - Опора 83	63	63	390	12.6
20	25	Опора 36 - Опора 48	67	67	390	13.4
25	26	Опора 48 - Опора 83	67	67	450	11.6
26	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	31	31	450	5.4
24	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	30	30	390	5.9
26	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	36	36	450	6.2
24	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	33	33	390	6.7
30	33	ВН ПС Авангард - ВН ПС Сергеевка	40	40	330	9.3
9	36	ВН ПС Партизан - Опора 8	83	83	330	19.6
9	40	ВН ПС Партизан - Опора 8	101	101	330	23.8
36	19	Опора 8 - Опора 36	83	83	330	19.6
40	300	Опора 8 - Опора 13	101	101	330	23.8

Так как токовая нагрузка линий электропередачи не превышает 100%, допустимая нагрузка ЛЭП находится в допустимых пределах.

Таблица 20 – Параметры ЛЭП и трансформаторов с учетом прогнозной нагрузки, и ввода в эксплуатацию ПС Шахта Центральная (максимальный режим)

Тип	Узел нач.	Узел кон.	Название	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	Кт	№ анц.	Тип анц.
Тр-р	4	1	ВН ПаГРЭС - Г1 ПаГРЭС	0.37	12.3	8.2	46.9	0.091		
Тр-р	4	2	ВН ПаГРЭС - Г2 ПаГРЭС	0.37	12.3	8.2	46.9	0.091		
Тр-р	4	5	ВН ОРУ 110 кВ	0.8	35.5	3.2	18.2	1		
Тр-р	5	6	Нейтраль Т1 ПаГРЭС - СН ПаГРЭС	0.8				0.326	1	2
Тр-р	4	8	ВН ПаГРЭС - Нейтраль Т2 ПаГРЭС	0.8	35.5	3.2	18.2	1		

Продолжение таблицы 20

Тип	Узел нач.	Узел кон.	Название	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	Kт	№ анц.	Тип анц.
Тр-р	8	10	Нейтраль Т2 ПаГРЭС - СН Т2 ПаГРЭС	0.8				0.326	1	2
ЛЭП	6	9	СН Т1 ПаГРЭС - ВН ПС Партизан	1.04	3.48					
ЛЭП	10	9	СН Т2 ПаГРЭС - ВН ПС Партизан	0.94	3.12					
Тр-р	9	13	ВН ПС Партизан - НН Т1 ПС Партизан	0.25	5.1	18.5	92.6	0.181	6	1
Тр-р	9	14	ВН ПС Партизан - НН Т2 ПС Партизан	0.25	5.1	18.5	92.6	0.181	6	1
ЛЭП	300	20	Опора 13 - Опора 36	1.2	2					
ЛЭП	20	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	0.12	0.21					
ЛЭП	19	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	0.15	0.21					
Тр-р	21	22	ВН ПС Горная - НН Т1 ПС Горная	0.88	10.1	10.7	59.2	0.181	6	1
Тр-р	21	23	ВН ПС Горная - НН Т2 ПС Горная	0.88	10.1	10.7	59.2	0.171		
ЛЭП	19	24	Опора 36 - Опора 83	2.16	3.6					
ЛЭП	20	25	Опора 36 - Опора 48	0.61	1.01					
ЛЭП	25	26	Опора 48 - Опора 83	1.24	2.54					
ЛЭП	26	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	0.03	0.06					
ЛЭП	24	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	0.04	0.06					
Тр-р	27	28	ВН ПС Северная - НН Т1 ПС Северная	2.6	23	5.5	32.6	0.184	5	1
Тр-р	27	29	ВН ПС Северная - НН Т2 ПС Северная	2.6	23	5.5	32.6	0.184	5	1
ЛЭП	26	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	0.8	1.64					
ЛЭП	24	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	1.01	1.68					
Тр-р	30	31	ВН ПС Авангард - НН Т1 ПС Авангард	2.23	16.41	15.9	41.1	0.184	5	1
Тр-р	30	32	ВН ПС Авангард - НН Т2 ПС Авангард	2.23	16.41	15.9	41.1	0.18		
ЛЭП	30	33	ВН ПС Авангард - ВН ПС Сергеевка	5.81	8					
Тр-р	33	34	ВН ПС Сергеевка - НН Т1 ПС Сергеевка	2.23	16.41	15.9	41.1	0.187	4	1
Тр-р	33	35	ВН ПС Сергеевка - НН Т2 ПС Сергеевка	2.23	16.41	15.9	41.1	0.18		
ЛЭП	9	36	ВН ПС Партизан - Опора 8	0.33	0.45					

Продолжение таблицы 20

Тип	Узел нач.	Узел кон.	Название	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	Kт	№ анц.	Тип анц.
ЛЭП	9	40	ВН ПС Партизан - Опора 8	0.33	0.45					
ЛЭП	36	19	Опора 8 - Опора 36	2.04	2.8					
ЛЭП	40	300	Опора 8 - Опора 13	0.23	0.32					
ЛЭП	36	37	Опора 8 - ВН ПС Шахта Центральная	0.16	0.2					
ЛЭП	40	37	Опора 8 - ВН ПС Шахта Центральная	0.16	0.2					
Тр-р	37	38	ВН ПС Шахта Центральная - НН Т1 ПС Шахта Центральная	0.88	10.1	10.7	59.2	0.181	6	1
Тр-р	37	39	ВН ПС Шахта Центральная - НН Т2 ПС Шахта Центральная	0.88	10.1	10.7	59.2	0.181	6	1

Мощности нагрузок и уровни напряжений сети с учетом прогнозной нагрузки сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Значения напряжений и мощностей в узлах с учетом прогноза по нагрузке и ввода в эксплуатацию ПС Шахта Центральная

Тип	Номер	Название	U _{ном}	Максимальный режим			Минимальный режим		
				V	P _н	Q _н	V	P _н	Q _н
Ген	1	Г1 ПаГРЭС	10	11			10.5		
База	2	Г2 ПаГРЭС	10	11			10.5		
Нагр	4	ВН ОРУ 110 кВ ПаГРЭС	110	119.24			114.26		
Нагр	5	Нейтраль Т1 ПаГРЭС	110	115.95			112.57		
Нагр	6	СН Т1 ПаГРЭС	35	37.77			36.69		
Нагр	10	СН Т2 ПаГРЭС	35	37.7			36.64		
Нагр	8	Нейтраль Т2 ПаГРЭС	110	115.75			112.44		
Нагр	9	ВН ПС Партизан	35	36.38			35.85		
Нагр	13	НН Т1 ПС П НН Т2 ПС Партизан	6	6.43	11.5	4.6	6.39	6.9	2.8
Нагр	14	Партизан	6	6.49	6.7	2.7	6.43	4	1.6
Нагр	19	Опора 36	35	35.79			35.49		
Нагр	300	Опора 13	35	36.16			35.71		
Нагр	20	Опора 36	35	35.79			35.5		

Продолжение таблицы 21

Тип	Номер	Название	U ном	Максимальный режим			Минимальный режим		
				V	P _н	Q _н	V	P _н	Q _н
Нагр	21	ВН ПС Горная	35	35.78			35.49		
Нагр	22	НН Т1 ПС Горная	6	6.38	3.1	1.2	6.36	1.9	0.7
Нагр	23	НН Т2 ПС Горная	6						
Нагр	24	Опора 83	35	35.4			35.26		
Нагр	25	Опора 48	35	35.67			35.43		
Нагр	26	Опора 83	35	35.4			35.26		
Нагр	27	ВН ПС Северная	35	35.4			35.26		
Нагр	28	НН Т1 ПС Северная	6	6.38	1.9	0.7	6.4	1.1	0.4
Нагр	29	НН Т2 ПС Северная	6	6.4	1.6	0.7	6.41	1	0.4
Нагр	30	ВН ПС Авангард	35	35.31			35.21		
Нагр	31	НН Т1 ПС Авангард	6	6.4	1.7	0.7	6.42	1	0.4
Нагр	32	НН Т2 ПС Авангард	6						
Нагр	33	ВН ПС Сергеевка	35	34.69			34.84		
Нагр	34	НН Т1 ПС Сергеевка	6	6.37	2.2	0.9	6.44	1.3	0.5
Нагр	35	НН Т2 ПС Сергеевка	6						
Нагр	36	Опора 8	35	36.23			35.76		
Нагр	37	ВН ПС Шахта Центральная	35	36.19			35.73		
Нагр	38	НН Т1 ПС Шахта Центральная	6	6.41	4.9	2	6.38	2.9	1.2
Нагр	39	НН Т2 ПС Шахта Центральная	6	6.41	4.9	2	6.38	2.9	1.2
Нагр	40	Опора 8	35	36.22			35.75		

Отклонение напряжения в узлах сети менее 10%, что соответствует документам качества электроэнергии.

Загрузка ЛЭП с учетом прогнозной нагрузки представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Токовая нагрузка ЛЭП максимального режима с учетом прогнозной нагрузки

Узел начала	Узел конца	Название	Ток начала, А	Ток конца, А	Длительно допустимый ток, А	И/длит.доп, %
6	9	СН Т1 ПаГРЭС - ВН ПС Партизан	333	333	610	42.3
10	9	СН Т2 ПаГРЭС - ВН ПС Партизан	350	350	610	44.5
300	20	Опора 13 - Опора 36	105	105	390	20.9
20	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	36	36	390	7.2
19	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	19	19	330	4.6
19	24	Опора 36 - Опора 83	65	65	390	12.9
20	25	Опора 36 - Опора 48	69	69	390	13.7
25	26	Опора 48 - Опора 83	69	69	450	11.9
26	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	32	32	450	5.6
24	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	30	30	390	6.1
26	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	37	37	450	6.3
24	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	34	34	390	6.8
30	33	ВН ПС Авангард - ВН ПС Сергеевка	41	41	330	9.6
9	36	ВН ПС Партизан - Опора 8	179	179	330	42.1
9	40	ВН ПС Партизан - Опора 8	186	186	330	43.6
36	19	Опора 8 - Опора 36	85	85	330	20
40	300	Опора 8 - Опора 13	105	105	330	24.7
36	37	Опора 8 - ВН ПС Шахта Центральная	93	93	263	27.4
40	37	Опора 8 - ВН ПС Шахта Центральная	78	78	263	23.1

Послеаварийного режим осуществляется путем отключения ЛЭП СН Т2 ПаГРЭС - ВН ПС Партизан.

Значения напряжений в узлах в послеаварийном режиме приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Значения напряжений в послеаварийном режиме

Тип	Номер	Название	Uном	V	Угол Delta
Ген	1	Г1 ПаГРЭС	10	11	39.72
База	2	Г2 ПаГРЭС	10	11	31.94
Нагр	4	ВН ОРУ 110 кВ ПаГРЭС	110	118.79	34.83
Нагр	5	Нейтраль Т1 ПаГРЭС	110	109.73	28.54
Нагр	6	СН Т1 ПаГРЭС	35	35.69	28.63
Нагр	10	СН Т2 ПаГРЭС	35	38.75	34.82
Нагр	8	Нейтраль Т2 ПаГРЭС	110	118.8	34.82
Нагр	9	ВН ПС Партизан	35	32.2	22.8
Нагр	13	НН Т1 ПС Партизан	6	6.13	19.52
Нагр	14	НН Т2 ПС Партизан	6	6.21	20.91
Нагр	19	Опора 36	35	31.54	22.09
Нагр	300	Опора 13	35	31.95	22.56
Нагр	20	Опора 36	35	31.54	22.09
Нагр	21	ВН ПС Горная	35	31.53	22.08
Нагр	22	НН Т1 ПС Горная	6	6.07	20.29
Нагр	23	НН Т2 ПС Горная	6		-4.75
Нагр	24	Опора 83	35	31.12	21.49
Нагр	25	Опора 48	35	31.41	21.93
Нагр	26	Опора 83	35	31.11	21.49
Нагр	27	ВН ПС Северная	35	31.11	21.49
Нагр	28	НН Т1 ПС Северная	6	5.95	19.01
Нагр	29	НН Т2 ПС Северная	6	5.96	19.31
Нагр	30	ВН ПС Авангард	35	31.01	21.35
Нагр	31	НН Т1 ПС Авангард	6	5.98	19.77
Нагр	32	НН Т2 ПС Авангард	6		-5.12
Нагр	33	ВН ПС Сергеевка	35	30.3	20.61
Нагр	34	НН Т1 ПС Сергеевка	6	5.8	18.4
Нагр	35	НН Т2 ПС Сергеевка	6		-5.64
Нагр	36	Опора 8	35	32.03	22.63
Нагр	37	ВН ПС Шахта Центральная	35	31.98	22.6
Нагр	38	НН Т1 ПС Шахта Центральная	6	6.1	19.85
Нагр	39	НН Т2 ПС Шахта Центральная	6	6.1	19.85
Нагр	40	Опора 8	35	32.02	22.63

Отклонение напряжения в узлах сети соответствуют ГОСТам качества электроэнергии.

Контроль тока протекающего по линиям в послеаварийном режиме представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Загрузка ЛЭП (послеаварийный режим)

Узел начала	Узел конца	Название	Ток начала, А	Ток конца, А	Длительно допустимый ток, А	И/Длит.доп, %
6	9	СН Т1 ПаГРЭС - ВН ПС Партизан	590	590	605	99.2
10	9	СН Т2 ПаГРЭС - ВН ПС Партизан			605	
300	20	Опора 13 - Опора 36	120	120	390	23.9
20	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	41	41	390	8.1
19	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	22	22	330	5.2
19	24	Опора 36 - Опора 83	75	75	390	14.8
20	25	Опора 36 - Опора 48	79	79	390	15.8
25	26	Опора 48 - Опора 83	79	79	450	13.7
26	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	37	37	450	6.4
24	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	35	35	390	7
26	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	42	42	450	7.3
24	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	40	40	390	7.9
30	33	ВН ПС Авангард - ВН ПС Сергеевка	47	47	330	11.1
9	36	ВН ПС Партизан - Опора 8	203	203	330	47.6
9	40	ВН ПС Партизан - Опора 8	210	210	330	49.3
36	19	Опора 8 - Опора 36	97	97	330	22.7
40	300	Опора 8 - Опора 13	120	120	330	28.2
36	37	Опора 8 - ВН ПС Шахта Центральная	106	106	263	31.3
40	37	Опора 8 - ВН ПС Шахта Центральная	90	90	263	26.6

В проектируемой сети все элементы показывают допустимый уровень напряжения и токовой загрузки, что свидетельствует о правильном выборе оборудования.

5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ ШАХТА ЦЕНТРАЛЬНАЯ 35/6 КВ

5.1 Определение токов короткого замыкания

Замыканиями в электроустановках (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухозаземленными и эффективноземленными нейтралью трансформаторов, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Замыкания возникают при нарушении изоляции электрических аппаратов. Причины таких нарушений могут иметь разный характер: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего замыкания в электрических аппаратах происходят через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции, то есть через переходное сопротивление. Возможны случаи металлических коротких замыканий без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое (глухое) замыкание без учета переходных сопротивлений.

Расчет токов КЗ производится с помощью ПК RastrWin 3.0.

Таблица 25 – Результаты расчета токов короткого замыкания

	Однофазное	Двухфазное	Трехфазное
35 кВ	1.7883	1.8536	3.7888
6 кВ	3.7494	3.7494	7.5585

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

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по.вн} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\alpha}}} \right) \quad (34)$$

где T_{α} – постоянная времени затухания периодической составляющей тока КЗ, равна 0,02 с.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,7888 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 8,608 \text{ кА}$$

Рассчитанные значения ударного тока на высокой и низкой сторонах сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Значения ударного тока на подстанции

	ВН	НН
$I_{уд,рез}$	8,608	17,173

Мощность короткого замыкания в начальный момент короткого замыкания:

$$S = \sqrt{3} \cdot U_{вн} \cdot I_{по.вн} \quad (35)$$

$$S = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 3,7888 = 229,683$$

В таблице 27 приведены значения мощности КЗ на ПС Шахта Центральная.

Таблица 27 – Мощности КЗ в начальный момент времени на ПС Шахта Центральная

	ВН	НН
$S_{кз}, \text{МВА}$	229.683	458.210

5.2 Электрические аппараты на подстанции

5.2.1 Выключатели

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание [8].

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- напряжение:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (36)$$

- длительный номинальный ток:

$$I_{норм} \leq I_{ном}, \quad (37)$$

- включающая способность

$$I_{вкл} \geq I_{по} \quad (38)$$

$$i_{вкл} \geq i_{уд} \quad (39)$$

Проверяем выключатели по следующим параметрам:

- отключающая способность:

$$I_{по} \leq I_{откл ном} \quad (40)$$

- динамическая устойчивость к току КЗ

$$i_{аном} \geq i_{ат} \quad (41)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta}{100} \cdot I_{откл} \quad (42)$$

где β - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе.

- термическая устойчивость к току КЗ

$$I_T^2 \cdot t_T \geq I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \text{ или } V_T \geq V_k \quad (43)$$

В открытом распределительном устройстве напряжением 35 кВ выбираем выключатель типа ВГТ-УЭТМ-35, проведем его проверку.

Значение β для данного выключателя равно 0,4.

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{4}{100} \cdot 50 = 2.829 \text{ кА.}$$

Рассчитываем аperiodическую составляющую тока КЗ.

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} \quad (44)$$

где $\tau = t_{\text{с.в.о.}} + t_{\text{п.з.}}$;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, равная 0.02 для 35 кВ.

$$\tau = 0.04 + 0.01 = 0.05$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 3,7888 \cdot e^{\frac{-0.05}{0.02}} = 0,44 \text{ кА.}$$

Проверка по термической устойчивости выключателя:

$$V_k = 3,788^2 \cdot (0.06 + 0.01 + 0.02) = 1,292 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\text{макс}} = \frac{K_{AB} \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (45)$$

где K_{AB} – это коэффициент аварийной перегрузки трансформатора, учитывающий его возможную перегрузку до 40 %.

S_H - мощность понижающего трансформатора проектируемой подстанции

$$I_{\max} = \frac{1.4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0.231 \text{ кА.}$$

В таблице 28 приведено сравнение данных по выбору и проверке выключателя.

Таблица 28 - Выключатель 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\max} = 231 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8.608 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 3.7888 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 3.7888 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{аном}} = 2.829 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0,44 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Исходя из результатов в таблице, выбранный выключатель допускается к установке.

На НН принимаем КРУ 6 кВ вакуумный выключатель ВРС-6-40/2000 У2.

Расчет проводится аналогично предыдущему.

Проверим выключатель по термической стойкости осуществляют следующим образом [7]:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (46)$$

где $t_{\text{откл}}$ - полное время отключения выключателя;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, равная 0.01 для 6 кВ.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{о.в.}} + t_{\text{р.з.}}; \quad (47)$$

$$t_{\text{откл}} = 0.07 + 0.01 = 0.08 \text{ с}$$

$$W_k = 7,5585^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 5.142 \text{ кА}^2\text{с}$$

При выборе выключателя возникает необходимость проверить способность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого определяем номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ . Для данного выключателя относительное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе, равно 0,35, а отключающий ток $I_{\text{откл}} = 40$:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{35}{100} \cdot 40 = 19,799 \text{ кА}$$

Для трансформаторного выключателя рассчитываем максимальный рабочий ток на стороне низкого напряжения:

$$I_{\text{макр}} = \frac{K_{AB} \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \quad (48)$$

$$I_{\text{макр}} = \frac{1.4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1,347 \text{ кА}$$

$$\tau = 0.055 + 0.01 = 0.065$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 7,5585 \cdot e^{\frac{-0.065}{0.01}} = 0.016$$

В таблице 29 представлены значения параметров при выборе выключателя.

Таблица 29 – Выключатель 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Выбор
$U_{\text{н}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{рМАХ}} = 1347 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 17,172 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 5.142 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 7,5585 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 7,5585 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{аном}} = 19,799 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0,016 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Результаты расчетов показали, что указанный выключатель удовлетворяет необходимым условиям.

5.2.2 Разъединители

Разъединитель – это контактный 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 [8].

Для напряжения 35 кВ подстанции Шахта Центральная выбираем разъединители РГ-35/1000 УХЛ1 [8]. В таблице 30 приведены данные для разъединителя.

Таблица 30 - Каталожные и расчетные данные

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 231 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8.608 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_T$

Исходя из данных таблицы видно, что указанный разъединитель удовлетворяет всем необходимым условиям.

5.2.3 Трансформаторы тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного ток до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей высокого напряжения.

В таблице 31 представлен перечень вторичной нагрузки.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	-	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	-	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии 35 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии 6 кВ					
Амперметр	4	ЦП 8501/10	2	2	2
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	0,4	-	0,4
Варметр	4	ЦП 8506/120	0,4	-	0,4
Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
Счетчик комплексный	4	ION - 8600	2	2	2
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Секционный выключатель 6 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Итого (ВН)			4,1	4,1	4,1
Итого (НН)			10,9	9,5	10,9
Итого			15	13,6	15

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов и определяется по следующей формуле [6]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (49)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{к}} = 0,05$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (50)$$

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

l - длина соединительных проводов;

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

Условие, при котором обеспечивается необходимый класс точности выражается следующим образом:

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2 \quad (51)$$

$$Z_{2\text{ном}} \geq r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (52)$$

На стороне ВН выбираем трансформатор тока ТОЛ 35Б-I. $Z_{2\text{ном}} = 2$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока [8].

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{4} = 0,35 \text{ Ом}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{Sn}{I_2^2} \quad (53)$$

где Sn - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 5$ А.

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ $S_{\text{III}} = 4,1$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{4,1}{5^2} = 0,164 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока на стороне 35 кВ:

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,35 + 0,164 + 0,05 = 0,564 \text{ (Ом)}$$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно, его оставляем.

В таблице 32 представлены данные по выбору трансформатора тока.

Таблица 32 - Трансформатора тока 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Выбор
$U_{\text{Н}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} = 231 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} \leq I_{\text{Н}}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,564 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 134 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,608 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 37 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 1 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{К}}$

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-6-1500/5.

На низком напряжении трансформатор тока подключается к двум фазам.

В таблице 31 представлен перечень вторичной нагрузки трансформатора тока.

$Z_{2\text{ном}} = 2,4 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{10,9}{5^2} = 0,436 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$.

Выбираем кабель с сечением 4 мм² АКРНГ, сопротивление проводника:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07$$

Определяем сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,436 + 0,07 + 0,05 = 0,556 \text{ Ом}$$

В таблице 33 приведены расчеты для выбора трансформатора тока.

Таблица 33 – Трансформатор тока 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Выбор
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{PМАХ}} = 1347 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,556 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 17,172 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 5,142 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq V_K$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно, принимаем его к установке.

5.2.4 Трансформаторы напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения [8].

Выбор трансформаторов напряжения осуществляется по следующим критериям [6]:

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

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (54)$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и защиты, подключенных к трансформатору напряжения.

Выбор трансформаторов напряжения приведены в таблице 34.

Таблица 34 - Выбора и проверки трансформаторов напряжения

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

На каждую секцию шин устанавливаем трансформаторы напряжения. Проведем подбор трансформаторов напряжения.

НАМИ-35 УХЛ1 устанавливаем для стороны 35 кВ.

В таблице 35 приведена вторичная нагрузка.

Таблица 35 - Вторичная нагрузка

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка S, ВА
Шины 35 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	6
Прибор	Количество	Тип	Нагрузка S, ВА
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	6
Шины 6 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	3

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка S, ВА
Счетчик комплексный	8	СЕ 304	12
Итого (ВН)	-	-	22
Итого (НН)	-	-	27
Итого	-	-	49

Для соединения приборов со вторичной обмоткой ТН необходимо выбрать кабели. Выбор производится по допустимой потере напряжения:

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{np} \cdot I_2}{\Delta U_{2доп} \cdot U_{2Н}} \cdot 100 \% , \quad (55)$$

где $\Delta U_{2доп} = 0,5 \%$ – допустимая потеря напряжения;

$U_{2Н} = 100 / \sqrt{3}$ В – напряжение на вторичной обмотке.

Расчетный ток во вторичной обмотке ТН будет равен:

$$I_2 = \frac{S_{2р}}{U_{2Н}} , \quad (56)$$

$$I_2 = \frac{22 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,381 \text{ А.}$$

Получим минимальное сечение, равное:

$$q_{\min} = 0,0283 \cdot \frac{50 \cdot 0,381 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} = 0,019 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение получилось меньше минимально допустимого согласно ПУЭ, поэтому принимаем кабель с сечением 4 мм² АКРНГ.

В таблице 36 приведены данные для выбора трансформатора напряжения.

Таблица 36 – Трансформатор напряжения 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 360 \text{ ВА}$	$S_P = 22 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Исходя из данных, приведенных в указанной таблице, выбираем данный трансформатор напряжения.

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ–6-УХЛ1.

В таблице 37 приведены данные для выбора трансформатора напряжения.

Таблица 37 – Трансформатор напряжения 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_P = 27 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Исходя из данных, приведенных в указанной таблице, выбираем данный трансформатор напряжения.

5.2.5 Жесткие шины

Ошиновка и сборные шины в распределительных устройствах закрытого типа 6-10 кВ выполняются в виде жестких алюминиевых шин. Вследствие высокой дороговизны медные шины не используются. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины [8].

Определяем номинальный ток:

$$I_{\text{max.нн}} = 1347 \text{ А}$$

Подбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АО: $2 \times (80 \times 10) \text{ мм}$, $S = 800 \text{ мм}^2$ - для одной полосы шины.

Проверка по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{\text{по}} = 7,5585 \text{ кА}; T_a = 0,01 \text{ с}; i_{\text{уд}} = 17,172 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (57)$$

где $C = 91$ - для алюминиевых шин и кабелей;

q_{\min} – минимальное сечение провода, $q_{\min} \leq S$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{5.142 \cdot 10^6}}{91} = 24.919 \text{ мм}^2.$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1,5$ м.

Собственная частота колебаний шины при выбранной L :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (58)$$

где J - момент инерции шины, который равен $J = \frac{8^3}{12} = 42,667 \text{ см}^4$;

q - поперечное сечение выбранной шины.

Для выполнения проверки на резонанс должно выполняться условие $f_0 \leq 30$ Гц.

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{42,667}{800}} = 17,777 \text{ Гц}$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}, \quad (59)$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток на шине (А);

a - расстояние между фазами (м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{17172^2}{1,5} = 34,05 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (60)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами (м);

W_{ϕ} - момент сопротивления шины, который равен

$$W_{\phi} = \frac{1 \cdot 8^2}{6} = 10,667 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{34,05 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 10,667} = 0,718 \text{ МПа.}$$

Поскольку для вышеуказанной шины $\sigma_{\text{дон}} = 90$ МПа, то она подходит для установки.

5.2.6 Гибкие шины

При напряжении 35 кВ и выше распределительное устройство подстанции выполняется открытым, поэтому применяют гибкую ошиновку.

Так как максимальный рабочий ток на стороне 35 кВ 231 А, то к установке принимаем провод АС 95/16 с максимально допустимым током 330 А.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (61)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода 0,675 см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}} \right) = 33,89 \text{ кВ/см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (62)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимается 36,75 кВ);

D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 150 см.

$$E = \frac{0,354 \cdot 36,75}{0,675 \cdot \lg \frac{150}{0,675}} = 8,213 \text{ кВ/см}$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (63)$$

$$8,79 \leq 30,5$$

Поскольку полученное значение удовлетворяет указанному условию, принимаем к установке провод выбранного сечения.

5.2.7 Опорные изоляторы

В распределительных устройствах токоведущие части соединяют с несущими конструкциями при помощи опорных, проходных и подвесных изоляторов.

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (64)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}, \quad (65)$$

Выбираем опорные полимерные изоляторы ИОЭЛ-6-8 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб:

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

Высота изолятора равна $H_{\text{из}} = 100$ мм. Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + b + h/2}{H_{\text{из}}}, \quad (66)$$

$$K_h = \frac{100 + 50 + 100/2}{100} = 2$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot L \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad (67)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{17172^2}{1} \cdot 1,5 \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 153.223 \text{ Н.}$$

Проверка: $F_{\text{расч}} = 153,223 \text{ Н} \leq 4800 \text{ Н}$.

Результат проверки подтвердил правильность выбора ИОЭЛ-6-8 УХЛ1.

5.2.8 Ограничители перенапряжений нелинейные

Наибольшее рабочее напряжение ОПН $U_{\text{нрО}}$ выбирается по следующим критериям:

- наибольшее рабочее напряжение сети, в которую устанавливается ОПН;
- зафиксированные в эксплуатации (в месте предполагаемой установки ОПН) повышения напряжения сверх нормированного значения наибольшего рабочего напряжения сети;
- наличие или отсутствие вращающихся машин 6, 10 кВ;
- наличие или отсутствие резистивного заземления нейтрали.

Таблица 38 – классы напряжения электрооборудования сетей 6-35 кВ

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Наибольшее рабочее напряжение оборудования, кВ	Номинальное напряжение электрической сети, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение в электрической сети, кВ
6	7,2	6,0	6,9
		6,6	7,2
10	12,0	10,0	11,5
		11,0	12,0
35	40,5	35,0	40,5

Согласно расчетам переходных процессов в сети с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью кратность дуговых перенапряжений может достигать 3,5 (по отношению к амплитуде фазного значения наибольшего рабочего напряжения сети), что соответствует максимальному значению перенапряжений:

$$U_{\text{ДУГ}} = 3,5 \cdot \frac{\sqrt{2}U_{\text{НРС}}}{\sqrt{3}}, \quad (68)$$

где $U_{\text{НРС}}$ - наибольшее рабочее напряжение сети (линейное).

Для того, чтобы отстроить ОПН от дуговых перенапряжений, необходимо, по крайней мере, выполнить условие:

$$U_{30/60} \geq U_{\text{ДУГ}}, \quad (69)$$

$$U_{30/60} = (U_{\text{НРО}} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{30/60}, \quad (70)$$

где значения $K_{30/60}$ указаны в каталоге ОПН. Тогда получим условие выбора:

$$U_{\text{НРО}} \geq (1,0 \div 1,05) \cdot U_{\text{НРС}}, \quad (71)$$

Таблица 39 – Наибольшее рабочее напряжение ОПН

Класс напряжения, кВ	6	35
$U_{\text{НРО}}$, кВ	7,2-7,6	40,5-42,5

Рекомендуемая для ОПН энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс), отнесенная к значению $U_{\text{НРО}}$, обозначена $W_{\text{уд}}$ и приведена в таблице 40. В таблице так же указаны рекомендуемые диапазоны тока пропускной способности.

Таблица 40 – Энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс)

Класс напряжения, кВ	6	35
$W_{\text{уд}}$, кДж/кВ	2,8	4,8
Импульс 2000 мкс с амплитудой, А	550	850

Номинальное напряжение ОПН $U_{\text{НОМ}}^{\text{ОПН}}$ определяется по выражению:

$$U_{\text{НОМ}}^{\text{ОПН}} \geq 1,25 \cdot U_{\text{НРО}}, \quad (72)$$

$$U_{\text{НОМ}}^{\text{ОПН}} = 1,25 \cdot 7,2 = 9 \text{ кВ.}$$

Характеристика «напряжение-время» задается в относительных единицах $U_{\text{НРО}}$ для случаев без нагружения (*) и с предварительным нагружением (**).

Таблица 41 - Характеристика «напряжение-время»

Длительность Т приложения повышенного напряжения	Допустимая кратность $K_{н-в}$ (Т) превышения напряжения на ОПН 6 кВ, не менее	Допустимая кратность $K_{н-в}$ (Т) превышения напряжения на ОПН 35 кВ, не менее
1 с	11*/10,2**	64*/60,4**
10 с	10,2*/9,8**	60,4*/56,7**
1200 с	9*/8,6**	52,5*/49,7**
14400 с	8,3*/7,7**	46,6*/43,3**

В относительных единицах $U_{нрО}$ ОПН должен иметь допустимые кратности повышения напряжения не менее значений $K_{н-в}(T)$, указанных в таблице, т.е. в именованных единицах для ОПН должно быть допустимо повышение напряжения не менее $K_{н-в}(T) \cdot U_{нрО}$.

Остающиеся напряжения при импульсных токах в ОПН, возникающих при ограничении грозových и коммутационных перенапряжений, являются важными характеристиками ОПН и указываются в каталоге производителя на так называемых «расчетных импульсных токах». Эти остающиеся напряжения могут быть определены (с некоторой погрешностью) через типовые кратности $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$ ограничения грозových и коммутационных перенапряжений соответственно [1].

Таблица 42 – Остающиеся напряжения при грозových и коммутационных перенапряжениях

Класс напряжения, кВ	6	35
Расчетный ток (кА) грозových перенапряжений (импульс 8/20 мкс)	5	5
Класс напряжения, кВ	6	35
Расчетный ток (А) коммутационных перенапряжений (импульс 30/60 мкс)	500	500

Класс напряжения, кВ	6	35
$K_{8/20}$	2,3	
$K_{30/60}$	2	

В относительных единицах $U_{НРО} \cdot \sqrt{2}$ амплитуды наибольшего рабочего напряжения ОПН должен иметь кратности ограничения перенапряжений не более значений $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$, указанных в таблице. т.е. в именованных единицах ОПН должен иметь остающиеся напряжения при расчетных грозовых и коммутационных импульсных токах, соответственно, не более:

$$U_{8/20} = (U_{НРО} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{8/20}, \quad (73)$$

$$U_{30/60} = (U_{НРО} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{30/60}. \quad (74)$$

Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) и импульс большого тока (форма 4/10 мкс)

Достаточными являются приведенные в таблице 43 значения.

Таблица 43 – Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) и импульс большого тока (форма 4/10 мкс)

Класс напряжения, кВ	6	10	35
Импульс 8/20 мкс с амплитудой, кА	5		

На сторонах трансформаторов выбираем ограничители перенапряжения типа ОПН-П1-35/40,5/10/3 УХЛ1 и ОПН-П1-6/7,2/10/2 УХЛ1 с классами напряжения 35 и 6 кВ соответственно. Основные характеристики ОПН представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
6	9	7,2	10	24
35	50,6	40,5	10	168

5.2.9 Комплектное распределительное устройство 6 кВ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это электроустановка, которая служит для распределения электрической энергии.

Выбрано КРУ марки КУ-6с со встроенными выключателями марки ВРС-6-40/2000 У2 с встроенным универсальным электромагнитным приводом.

Выбор КРУ представлен в таблице 45.

Таблица 45 – Основные параметры шкафа КРУ серии КУ-6с

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1600
Номинальный ток отключения, кА	40
Электродинамическая стойкость, кА	128
Термическая стойкость, кА ² с	4800
Тип выключателя	ВРС-6-40/2000 У2
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный
Обслуживание шкафов	Двустороннее
Трансформатор тока	ТОЛ- СЭЩ -6-1500/5
Трансформатор напряжения	НАМИ-6 УХЛ1

5.2.10 Трансформаторы собственных нужд.

Основными потребителями собственных нужд подстанций являются:

- оперативные цепи переменного и выпрямленного тока;
- система охлаждения трансформаторов (автотрансформаторов);
- устройства регулирования напряжения под нагрузкой;
- система охлаждения и смазки подшипников синхронных компенсаторов;
- водородные установки;
- зарядные и подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей;
- освещение (аварийное, внутреннее, наружное, охранное);
- устройства связи и телемеханики;
- насосные установки;
- компрессорные установки и их автоматика для воздушных выключателей и других целей;
- устройства электроподогрева помещений аккумуляторных батарей, выключателей, разъединителей.

Таблица 46 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	7,18
Обогрев приводов выключателей	1,6
Подогрев КРУ 6 кВ	10
Отопление и освещение ОПУ	60
Освещение и вентиляция ячеек 6 кВ	7
Освещение ОРУ 35кВ	4
Насосная	30
Расчетная полная мощность электроприемников ПС	119,78

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Шахта Центральная»:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{опт}} , \quad (75)$$

$$S_P = \frac{119,78}{2 \cdot 0,7} = 85,56 \text{ кВА}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 100/6/0,4 номинальной мощностью 100 кВА. Трансформатор имеет сухое исполнение.

5.2.11 Аккумуляторные батареи

Аккумуляторные батареи применяются для питания автоматики, сетей управления, сигнализации, освещения подстанций и электростанций.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}} , \quad (76)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{230}{1,75} = 125$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0 , \quad (77)$$

$$n_{\text{доб}} = 125 - 108 = 17$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j}, \quad (78)$$

где $I_{\text{ав}}$ - нагрузка установившегося полчасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера $N = 24$.

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$46 \cdot N \geq I_{\text{Tmax}}, \quad (79)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей, который равен $I_{\text{Tmax}} = 1269\text{A}$;

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ A}$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 28,2$$

Окончательно принимаем СК – 32.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{\text{Tmax}}}{N}, \quad (80)$$

$$I_p = \frac{1269}{32} = 39,66 \text{ А}$$

В результате определения по графику напряжений, оно составило 85%. Поскольку допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения находится в диапазоне 80 – 110 %, следовательно, аккумуляторные батареи выбраны верно.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{\text{ПЗ}} \geq 0,15 \cdot N + I_{\text{П}}, \quad (81)$$

$$I_{\text{ПЗ}} = 0,15 \cdot 32 + 20 = 24,8 \text{ А.}$$

$$U_{\text{ПЗ}} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (82)$$

$$U_{\text{ПЗ}} \geq 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{\text{ПЗ,доб}} = 0,05 \cdot 32 = 1,6 \text{ А}$$

$$U_{\text{ПЗ}} = 2,2 \cdot 17 = 37,4 \text{ В}$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{\text{П}}, \quad (83)$$

$$I_3 = 5 \cdot 32 + 20 = 180 \text{ А.}$$

$$U_{\text{ПЗ}} = 2,75 \cdot n, \quad (84)$$

$$U_{\text{ПЗ}} = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В.}$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П – 91.

5.2.12 Предохранители

Предохранитель – это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи разрушением специально предусмотренных для этого токоведущих частей под действием тока, превышающего определенное значение [8].

Трансформаторы напряжения, силовые трансформаторы, экскаваторы защищаются с помощью предохранителей.

Предохранитель выбирается по следующим критериям:

- напряжение $U_p \leq U_H$;
- ток предохранителя $I_p \leq I_H$;
- номинальный ток плавкой вставки.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается так, чтобы в нормальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и КЗ цепь отключалась возможно быстрее. При этом соблюдаются условия избирательности защиты.

Номинальный ток предохранителя согласуется с выбранным номинальным током плавкой вставки.

Предохранители также проверяются на соответствие время токовых характеристик заданным условиям защищаемой цепи.

На стороне 35 кВ выбираем ПКН 101-35-3,2-8 У1[8].

Номинальный ток предохранителя определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_{\text{ННГН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ННГН}}} ; \quad (85)$$

$$I_p = \frac{22}{\sqrt{3} \cdot 100} = 0,127 \text{ А.}$$

В таблице 47 приведены данные для выбора предохранителя.

Таблица 47 – Предохранитель 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3,2 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 0,127 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$

На стороне 6 кВ выбираем ПКН 101-6-5-20 УЗ.

Номинальный ток предохранителя:

$$I_p = \frac{27}{\sqrt{3} \cdot 100} = 0,156 \text{ А}$$

Таблица 48 – Предохранитель 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 5 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 0,156 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$

Принимаем указанный предохранитель к установке.

6 ГРОЗОВЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ И ЗАЩТА ОТ НИХ

6.1 Заземление подстанции

Расчитать заземления подстанции, заключается в расчете стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Используем полосу из оцинкованной стали размером 4x30 мм для выполнения горизонтальных заземлителей (площадь сечения – $F_{\text{пол}}=160 \text{ мм}^2$), уложенную на глубину $h_3=2$ м. Вертикальные заземлители выполним из оцинкованного стального прутка диаметром $d=15 \text{ мм}$ ($F_{\text{пр}}=176,6 \text{ мм}^2$) и длиной $l_B=5$ м.

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям:

1. коррозионной стойкости:

– вертикальный заземлитель:

$$F_{\text{вл}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}), \quad (86)$$

где $S_{\text{ср}} = a_3 \cdot \ln^3 T + a_2 \cdot \ln^2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0$;

$T = 240$ мес. – время использования заземлителя (20 лет);

a_3, a_2, a_1, a_0 – коэффициенты, зависящие от свойств грунта.

$$S_{\text{ср}} = 0,26 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + a(-0,00104)_1 \cdot 240 + 0,224 = 0,67 \text{ мм}^2$$

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

$$F_{\text{вл}} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (15 + 0,67) = 32,97 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{пр}} = 176,6 > F_{\text{кор.мин}} = 32,97 \text{ мм}^2;$$

– горизонтальный заземлитель:

$$F_{\text{кор.г.мин}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}), \quad (87)$$

$$F_{\text{кор.г.мин}} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (12,36 + 0,67) = 27,42 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{пол}} = 160 > F_{\text{кор.г.мин}} = 27,42 \text{ мм}^2;$$

2. механической прочности:

Должно выполняться условие:

$$F_{\text{м.п.}} \geq F_{\text{кор.мин}} + F_{\text{т.с.мин}}, \quad (87)$$

Для вертикального заземлителя:

$$F_{\text{м.п.}} = F_{\text{пр}} = 176,6 \geq (F_{\text{кор.в.мин}} + F_{\text{т.с.мин}}), \quad (88)$$

$$F_{\text{м.п.}} = F_{\text{пр}} = 176,6 \geq (32,97 + 58,9) = 91,88 \text{ мм}^2.$$

Для горизонтального заземлителя:

$$F_{\text{м.п.}} = F_{\text{пол}} = 160 \geq (F_{\text{кор.г.мин}} + F_{\text{т.с.мин}}), \quad (89)$$

$$F_{\text{м.п.}} = F_{\text{пр}} = 160 \geq (27,42 + 58,9) = 86,3 \text{ мм}^2.$$

Размер площади ПС «Шахта Центральная», используемой под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя):

$$S_1 = (A_1 + 2 \cdot 1,5) \cdot (B_1 + 2 \cdot 1,5), \quad (90)$$

где $A_1 = 68,4$ – ширина территории, занимаемой заземлителем, м;

$B_1 = 30$ – длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S_1 = (68,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (30 + 2 \cdot 1,5) = 2356 \text{ м}^2$$

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{1г} = \frac{2 \cdot S_1}{a_{г}} \text{ м.} \quad (91)$$

где $a_{г} = 6$ – расстояние между полосами сетки, м.

$$L_{1r} = \frac{2 \cdot 2356}{6} = 785,4$$

Определим число горизонтальных ячеек по стороне A_1 и B_1 :

$$m_{A1} = \frac{A_1}{a_r}, \quad (92)$$

$$m_{A1} = \frac{68,4}{6} = 11,4 \text{ ячеек по стороне } A_1,$$

$$m_{B1} = \frac{B_1}{a_r}, \quad (93)$$

$$m_{B1} = \frac{30}{6} = 5 \text{ ячеек по стороне } B_1.$$

Принимаем $m_{A1} = 12$; $m_{B1} = 5$.

Уточняем длину горизонтальных полос для квадратичной модели со стороной $\sqrt{S_1} = 48,541$ м. В этом случае число ячеек:

$$m_1 = \frac{L_{1r}}{2 \cdot \sqrt{S_1}} - 1, \quad (94)$$

$$m_1 = \frac{785,4}{2 \cdot 48,541} - 1 = 7,09.$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{1r.расч} = 2 \cdot \sqrt{S_1} \cdot (m_1 + 1), \quad (95)$$

$$L_{1r.расч} = 2 \cdot 48,541 \cdot (8 + 1) = 873,733 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_{B.1} = \frac{4 \cdot \sqrt{S_1}}{a_b}, \quad (96)$$

где $a_b = 6$ – длина стороны ячейки сетки заземления, м.

Принимаем $n_{в.1} = 32$ электрода.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (97)$$

где $h_{1э} = l_b + h_3 = 5 + 2 = 7$ м – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 30$ Ом·м, $h_1 = 6$ м – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта;

$\rho_2 = 70$ Ом·м, $h_2 = 8$ м – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта.

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{7}{\frac{6}{30} + \frac{8}{70}} = 22,273 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

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

$$R_{\text{СТ.1}} = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S_1}} + \frac{1}{L_{\text{Г}} + n_{в.1} \cdot l_b} \right), \quad (98)$$

где A – параметр зависящий от соотношения $l_b / \sqrt{S_1}$ и равный 0,4.

$$R_{\text{СТ.1}} = 22,273 \cdot \left(\frac{0,40}{48,541} + \frac{1}{873,733 + 32 \cdot 5} \right) = 0,208 \text{ Ом}.$$

Для определения импульсного сопротивления рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_{\text{М}} + 45)}}, \quad (99)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,541}{(22,273 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 1,391$$

$$R_{и.1} = R_{ст.1} \cdot \alpha_{и}, \quad (100)$$

$$R_{и.1} = 0,208 \cdot 1,391 = 0,289 \text{ Ом.}$$

Полученное импульсное сопротивление подстанции не превышает 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ [13].

6.2 Молниезащита подстанции

К установке принимаем 4 молниеотвода, которые расположены на линейных порталах. В качестве высоты защищаемого объекта принимается высота линейного портала $h_x = 11$ м.

37 м - расстояние между молниеотводами 1 – 2, 3 - 4, 23 м - расстояние между молниеотводами 1-3, 2-4.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (101)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 24 = 20,4 \text{ м.}$$

где h – высота молниеотводов 24 м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (102)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 24) \cdot 24 = 25,248 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L < 2 \cdot h$, $r_0 = r_{C0}$ м, что соответствует данному случаю:

$$r_{C0} = r_0 = 25,248 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами:

$$h_{\text{сг}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (103)$$

$$h_{\text{сг}} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (37 - 24) = 18,096 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта $h_x = 11$ м:

$$r_{\text{сх}} = r_{\text{с0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{сг}} - h_x}{h_{\text{сг}}} \right), \quad (104)$$

$$r_{\text{сх}} = 25,248 \cdot \left(\frac{18,096 - 11}{18,096} \right) = 9,901 \text{ м.}$$

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

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (105)$$

$$r_x = 25,248 \cdot \left(1 - \frac{11}{20,4} \right) = 11,634 \text{ м.}$$

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод о том, что молниеотводы полностью защищают территорию подстанции от грозových поражений.

7 ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

7.1 Комплексы защиты и автоматики

Релейная защита – комплекс автоматических устройств, предназначенных для быстрого определения повреждения, места его возникновения и отделения от ЭЭС повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы. Организация действий средств релейной защиты осуществлена по принципу непрерывного оценивания технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. Релейная защита (РЗ) осуществляет непрерывный контроль состояния всех элементов ЭЭС и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений устройства релейной защиты должны выявить повреждённый участок и отключить его от ЭЭС, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов короткого замыкания.

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная работа энергосистем.

До недавнего времени в качестве защит оборудования на подстанциях применялись исключительно устройства РЗиА электромеханического типа, которые построены на реле электромеханического принципа работы. В настоящее время активно внедряются устройства РЗиА нового поколения – микропроцессорной основе, старые электромеханические реле постепенно уходят в прошлое [11].

Для проектируемой подстанции в данном ВКР будут рассмотрены и установлены современные комплекты микропроцессорных защит. Преимущества современных устройств РЗиА:

- высокая точность;
- контролируемость;
- компактность;

- память.

Рассмотрим основные комплексы защит, устанавливаемых для линий 35 кВ и трансформаторных подстанций с двухсторонним питанием. Для защиты линий предусмотрены следующие виды защит:

- Дистанционная защита;
- Токовая отсечка, МТЗ;
- Трехфазное АПВ;
- Контроль напряжения, улавливание синхронизма.

Так как применяются микропроцессорная защита, то все перечисленные виды защит находятся в одном комплекте защиты.

Также необходимо выбрать устройства защиты трансформатора. В качестве примера в данной ВКР будет рассмотрена релейная защита трансформатора.

При разработке релейной защиты трансформатора следует учитывать повреждения и ненормальные режимы их работы, к которым относятся:

- 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;
- однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Для силовых трансформаторов, установленных на подстанции, принят шкаф защиты и автоматики трансформатора типа ШЭ2607 148, который включает в себя:

- дифференциальная защита трансформатора с торможением;
- максимальная токовая защита;

- газовая защита трансформатора;
- газовая защита устройства РПН;
- защита от перегрузки.

Как правило, одновременно реализуются не все виды защит. Так, в данной ВКР трансформатор будет защищен максимальной токовой защитой, газовой защитой трансформатора и защитой от перегрузки.

7.2 Силовые трансформаторы, их релейная защита

Силовые трансформаторы на подстанции защищаются шкафом защиты и автоматики трансформатора типа ШЭ2607 148, производитель ООО «НПП «ЭКРА».

ШЭ2607 148 реализован на базе микропроцессорных терминалов серии БЭ2502 и БЭ2704. Он предназначен для выполнения функций основной и резервной защит, автоматики двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением ВН до 35 кВ, управления выключателем ВН трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой, а также функций защиты, автоматики и управления вводным выключателем 6-10 кВ[24].

7.2.1 Определение уставок защит трансформатора

Основные данные трансформатора:

Напряжение обмотки ВН: $U_{НОМ.ВН} = 36,75$ кВ;

Напряжение обмотки НН: $U_{НОМ.НН} = 6,3$ кВ.

Номинальный ток первичной обмотки защитного трансформатора тока для ВН и НН – 300 и 1500 А соответственно.

Коэффициент трансформации обмотки ВН:

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{300}{5} = 60,$$

Коэффициент трансформации обмотки НН:

$$K_{ТТ.НН} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Номинальная мощность стороны ВН берется на 0,1 больше, тогда:

$$S_{\text{НОМ.ВН}} = 10000,1; S_{\text{НОМ.НН}} = 10000$$

Номинальный ток стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{10000,1}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 157,104 \text{ А},$$

Номинальный ток стороны низшего напряжения:

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 916,429 \text{ А}.$$

Цифровое выравнивание токов плеч ВН.

Номинальный вторичный ток стороны ВН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}}, \quad (106)$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{157,104}{60} = 2,618 \text{ А};$$

$$0,1 \leq \frac{I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}}}{I_{\text{НОМ.Т.ВН}}} \leq 4$$

где $I_{\text{НОМ.Т.ВН}}$ – номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 \leq \frac{2,618}{5} \leq 4$$

Цифровое выравнивание токов плеч НН.

Номинальный вторичный ток стороны НН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{K_{\text{ТТ.НН}}}, \quad (107)$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{916,429}{300} = 3,055 \text{ А};$$

$$0,1 \leq \frac{I_{\text{НОМ.ВТ.НН}}}{I_{\text{НОМ.Т.НН}}} \leq 4$$

где $I_{\text{НОМ.Т.НН}}$ – номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 \leq \frac{3,055}{5} \leq 4$$

В качестве базисной стороны принимается сторона ВН:

$$I_{\text{НОМ.ОПОРНОЕ}} = 157,104 \text{ А.}$$

7.2.2 Расчет значений срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора

МТЗ НН резервирует защиты присоединений, отходящих от секций НН, а МТЗ ВН резервирует также основные защиты. Комбинированный пусковой орган (включает измерительный орган обратной последовательности и ИО минимального напряжения) подключается к ТН со стороны СН и НН. Данный орган можно не использовать, если на стороне НН статическая нагрузка.

Расчет параметров срабатывания максимального измерительного органа тока:

1. МТЗ ВН без пуска по напряжению:

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки и рассчитывается по выражению:

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (108)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, 1,2;

$K_{\text{СЗП}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки; зависит от удаленности, процентного содержания в нагрузке и порядка отключения двигателей. В

предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят равным (1,5 ÷ 2,5), принимаем равным 2;

K_B – коэффициент возврата, 0,95;

$$I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}} = 157,104.$$

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 157,104 = 396,894 \text{ А};$$

Согласование с МТЗ НН:

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ТОК}} \cdot I_{\text{СЗ.ПРЕД}}, \quad (109)$$

где $I_{\text{СЗ.ПРЕД}}$ – ток срабатывания МТЗ НН, принимаем 4900 А;

$K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, 1,1;

$K_{\text{ТОК}}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласования;

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{УСТАН.ЗАЩ}}}{I_{\text{СМЕЖ}}}, \quad (110)$$

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{571}{7558,5} = 0,076,$$

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq 1,1 \cdot 0,076 \cdot 4900 = 409,64 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.ВН-НН}}}{I_{\text{СЗ.ВН}}}, \quad (111)$$

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{571}{409,64} = 1,393 > 1,2 \text{ – чувствительность обеспечивается.}$$

Окончательное значение уставки срабатывания МТЗ стороны ВН принимается $I_{СЗ.ВН}=500$ А.

2. МТЗ НН без пуска по напряжению:

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = K_{\text{ТТ.ВН-НН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (112)$$

где $K_{\text{ТТ.ВН-НН}}$ – коэффициент трансформации ВН-НН.

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = 5,833 \cdot 157,104 = 916,387 \text{ А.}$$

$$I_{СЗ.НН} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.НН}}; \quad (113)$$

$$I_{СЗ.НН} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 916,387 = 2315 \text{ А;}$$

$$I_{СЗ.НН} = 2316 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}}{I_{СЗ.НН}}, \quad (114)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7558,5}{2316} = 3,263 > 1,2 \text{ – чувствительность обеспечивается}$$

Принятое значение уставки срабатывания МТЗ стороны низшего напряжения 2316 А.

7.2.3 Защита от перегрузки

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от

перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе [5].

Защищает трансформатор от симметричной перегрузки. На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается на обеих сторонах трансформатора.

Защита действует на сигнал. Для исключения неселективного срабатывания защиты при набросе тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени (7 ÷ 9) с.

1. Защита от перегрузки на стороне ВН (на сигнал):

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (115)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ —коэффициент отстройки, 1,05;

$K_{\text{В}}$ —коэффициент возврата, 0,95;

$I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}$ —первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты 157,104 А;

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 157,104 = 173,64 \text{ А};$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН:

$$I_{\text{СЗ.ВН}} = 174 \text{ А};$$

Время срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН $T_{\text{сз}} = 9,5 \text{ с}$.

3. Защита от перегрузки на стороне НН (на сигнал):

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = K_{\text{т.ВН-НН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}; \quad (116)$$

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = 5,833 \cdot 157,104 = 916,387 \text{ А};$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} ;$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 916,387 = 1012,848 \text{ А.}$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны НН:

$$I_{\text{СЗ.НН}} = 1013 \text{ А;}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки стороны НН $T_{\text{сз}} = 9,5 \text{ с.}$

7.2.4 Газовая защита трансформатора

Неэлектрической защитой трансформатора является газовая защита. Она защищает от внутренних повреждений.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена на трансформаторах мощностью 6.3 МВА и более. Газовую защиту можно устанавливать также на трансформаторы мощностью 1-4 МВА.

7.3 Применение автоматики

На ПС принят следующий объем автоматизированного управления:

- релейная защита (РЗ) линий и элементов подстанции;
- трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ) линий 6 кВ;
- регулирование коэффициента трансформации трансформаторов под нагрузкой;
- 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 35/6 кВ, линий 6 кВ.

Электропитание систем управления и автоматики осуществляется со щита постоянного тока.

Сигнализация на ПС предусмотрена в следующем объеме:

- световая сигнализация положения аппаратов с дистанционным управлением:

- основная – индивидуальная световая и обобщенная звуковая – предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправностях и аварийных режимах энергосистемы;

- индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов релейной защиты, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;

- резервная (в минимальном объеме) – центральная звуковая и обобщенная световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при выводе из работы или неисправности.

8 ОБЕСПЕЧЕНИЕ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ И ЗАЩИТЫ

8.1 Нормы безопасности

Обеспечение безопасности работ в КРУ и коммутационных аппаратах, осуществляется путем проведения специальных мероприятий.

Как правило должны быть выполнены следующие технические мероприятия перед допуском к работе на коммутационных аппаратах с дистанционным управлением:

- отключены силовые цепи привода, цепи оперативного тока и цепи подогрева;

- закрыты и заперты на замок задвижки на трубопроводе подачи воздуха в баки выключателей или на пневматические приводы и выпущен в атмосферу имеющийся в них воздух, при этом спускные пробки (клапаны) оставляются в открытом положении;

- приведены в нерабочее положение груз или пружины включающие коммутационные аппараты;

- вывешены плакаты "Не включать! Работают люди" на ключах дистанционного управления и "Не открывать! Работают люди" на закрытых задвижках.

Допускается при несданном наряде временная подача напряжения в цепи оперативного тока и силовые цепи привода, в цепи сигнализации и подогрева, а также подача воздуха в привод и на выключатель для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке. Установку снятых предохранителей, включение отключенных цепей и открытие задвижек при подаче воздуха, а также снятие на время опробования плакатов "Не включать! Работают люди" и "Не открывать! Работают люди" осуществляет оперативный персонал или по его разрешению производитель работ. Дистанционно включать или отключать коммутационный аппарат для опробования разрешается лицу, ведущему наладку или регулировку, либо по его требованию оперативному работнику [12].

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным работником или по его разрешению - руководителем работ должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска к работе, указанные в пунктах 1 – 4.

Подъем на находящийся под рабочим давлением воздушный выключатель разрешается только при проведении испытаний и наладочных работ (регулировке демпферов, снятии виброграмм, подсоединении или отсоединении проводников от измерительных приборов, определении мест утечки воздуха и т.п.).

Подъем на отключенный воздушный выключатель с воздушнонаполненным отделителем, когда отделитель находится под рабочим давлением, запрещается во всех случаях.

Влагонепроницаемость (герметичность) воздушных выключателей проверяется при пониженном давлении в соответствии с заводскими инструкциями.

Перед подъемом на воздушный выключатель для испытаний и наладки необходимо:

- отключить цепи оперативного тока;
- заблокировать кнопку местного управления и пусковые клапаны (например, отсоединить воздухопроводные трубки, запереть шкафы и т.п.) либо поставить около выключателя проинструктированного члена бригады, который допускал бы к оперированию выключателем (после включения оперативного тока) только одного определенного работника по указанию руководителя работ.

Во время нахождения людей на воздушном выключателе, находящемся под давлением, прекращаются все работы в шкафах управления и распределительных шкафах.

Во время отключения и включения воздушных выключателей при опробовании, наладке и испытаниях присутствие людей около выключателей не допускается.

Команду на выполнение операций выключателем руководитель работ по испытаниям и наладке (или уполномоченный им член бригады) может подать после того, как члены бригады будут удалены от выключателя на безопасное расстояние или в укрытие.

В КРУ с оборудованием на выкатываемых тележках запрещается без снятия напряжения с шин и их заземления проникать в отсеки ячеек, не отделенных сплошными металлическими перегородками от шин или от непосредственно соединенного с КРУ оборудования.

При работе в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить и шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат "Стой! Напряжение". В отсеке вывесить плакат "Работать здесь!".

В КРУ, оснащенных заземляющими ножами, на присоединениях, схема которых исключает подачу напряжения с другой стороны, отсутствие напряжения перед включением этих ножей допускается проверять прослеживанием схемы в натуре.

При работах вне КРУ на отходящих ВЛ или КЛ или на подключенном к ним оборудовании тележку с выключателем необходимо выкатить из шкафа; верхнюю шторку или дверцы запереть на замок и вывесить плакаты "Не включать! Работают люди" или "Не включать! Работа на линии".

В шкафах КРУ при работах допускается:

- при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем устанавливать тележку в контрольное положение после включения этих ножей;

- при отсутствии блокировки между заземляющими ножами и тележкой выключателя, а также заземляющих ножей в шкафах устанавливать тележку в промежуточное между контрольным и выкаченным положение при условии запираания ее на замок в этом положении. Тележка может быть установлена в промежуточное положение независимо от наличия заземления на присоединении.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для его опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не производятся или на этом присоединении наложено заземление в шкафу КРУ [13].

8.2. Расчет уровня электромагнитного шума

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

- с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М);
- с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д);
- с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ);
- с принудительной циркуляцией воды и масла (системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ).

На ПС Шахта Центральная установлены 2 трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла серии ТМН – 10000/35. Для трансформаторов с таким типом охлаждения характерен электромагнитный шум.

Электромагнитный шум в ТМ возникает по следующим причинам:

- магнитострикционный эффект;
- силы, действующие на витки обмотки ТМ в магнитном поле;
- силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника ТМ.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за

неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней сердечника. У больших трансформаторов звуковая вибрация через масло в баке по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем.

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется, как правило, электромагнитной составляющей, причем в любом случае она существенна в диапазоне частот приблизительно до 800 Гц, т.е. уровни шума в этом диапазоне значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора преимущественно ощущаются тональные составляющие, частота которых соответствует удвоенной частоте сети (при частоте сети 50 Гц частота тональной составляющей равна 100 Гц), и их кратные гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение [20].

Для проверки соблюдения норм, необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму. В таблице 49 приведены данные.

Таблица 49 - Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М)	10	35	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

1. Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [2].

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

2. Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора [20].

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения вида М) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 10 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$):

$$L_{PA} = 87 \text{ дБА}$$

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

Распределительное устройство ПС Шахта Центральная открытого исполнения.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТР, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A рисунок 6.

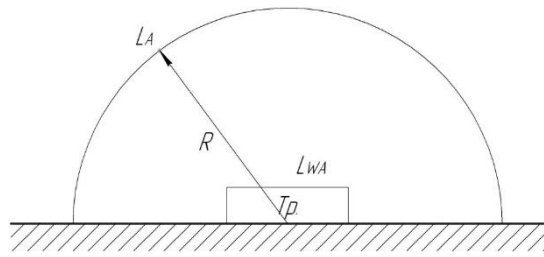


Рисунок 6 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (117)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 m^2.$$

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

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (118)$$

где $S = \pi R^2$.

На ПС расположены 2 трансформатора, и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 7. Расстояния R_1 , R_2 и l известны – $R_1=87$ м, $R_2=90$ м и $l=8$ м.

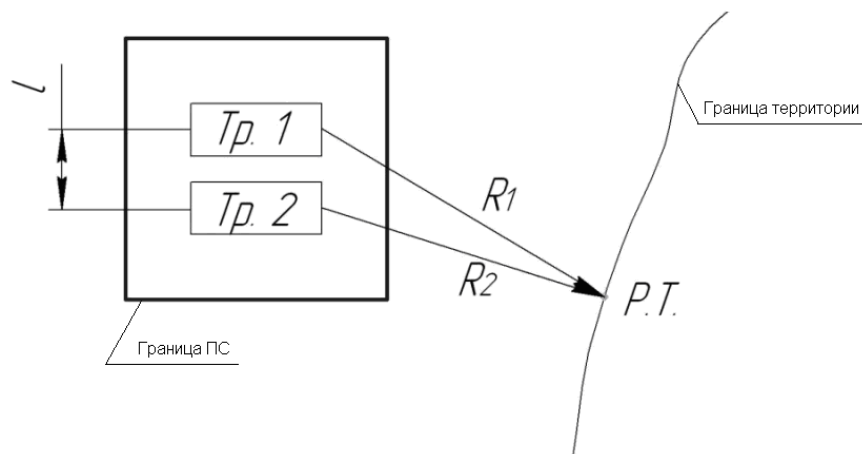


Рисунок 7 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки
 Уровень шума, создаваемый каждым из трансформаторов, определяем по формулам:

$$L_{A1} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R_1^2}{S_0}; \quad (119)$$

$$L_{A2} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R_2^2}{S_0}; \quad (120)$$

$$L_{A2} = 87 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 87^2}{1} = 40,228 \text{ дБА},$$

$$L_{A2} = 87 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 90^2}{1} = 39,933 \text{ дБА}$$

Суммарный уровень шума в расчетной точке определяется по формуле:

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg \sum 10^{0,1L_{Ai}}; \quad (121)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg (10^{0,1 \times 40,228} + 10^{0,1 \times 39,933}) = 43,093 \text{ дБА}$$

Соответствие создаваемого трансформаторами уровня шума санитарногигиеническим требованиям будет выполняться в случае соблюдения неравенства:

$$L_{A\Sigma} \leq ДУ_{L_A},$$

где DY_{L_A} – допустимый уровень шума

$$43,093 < 45.$$

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

8.3 Противопожарные мероприятия

Из-за применения резины, масел, лаков и других горючих изоляционных материалов увеличивается вероятность возникает пожарная опасность электроустановок. Возгорание может возникнуть из-за электрической искры, дуги, короткого замыкания и перегрузки проводов, а также неисправности электрических машин и аппаратов.

На подстанции с мощностью трансформаторов более 63 МВА может предусматриваться автоматическая система пожаротушения распыленной водой. Для недопущения распространения пожара под трансформатором оборудуют специальную яму. Она покрывается решеткой, поверх нее насыпается гравий. В случае возникновения пожара масло сливается в маслоприемную яму через гравий. В тех случаях, когда масса масла меньше 20 т маслоприемник допускается выполнить без отвода масла. Маслоприемник такого типа должен выполняться заглубленной конструкции.

Необходимо обеспечить защиту электроустановок от действия высокой температуры, находящихся поблизости с источником возгорания. Не следует тушить горячее масло компактными водяными струями для исключения увеличения площади пожара. Тушение остальной маслonaполненной аппаратуры осуществляется путем отключения аппарата со всех сторон и ликвидацией возгорания всеми имеющимися средствами.

Щиты управления, панели релейной защиты, которые являются важной частью электроустановки, при возникновении возгорания, следует сохранить установленную на них аппаратуру.

Необходимо обеспечить снятие напряжения с кабелей, проводки и аппаратуры на панелях в случае возникновения возгорания.

Прикасаться к кабелям, аппаратуре и проводам при ликвидации пожара без снятия напряжения запрещается. В аккумуляторном помещении должна обеспечиваться принудительная вентиляция и взрывобезопасное исполнение светильников и электродвигателей вентиляторов [13].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на основе технико-экономического сравнения был выбран вариант подключения проектируемой подстанции к электрическим сетям АО «ДРСК», произведен расчет режимов электрической сети, по результатам которого была выявлена необходимость замены силовых трансформаторов на ПС Партизан. Выбрано исполнение и сечение электропередачи, питающей проектируемую ПС Шахта Центральная, рассчитаны токи короткого замыкания на шинах подстанции. По токам КЗ был произведен выбор оборудования.

Выбрана микропроцессорная защита типа ШЭ2607 148 для защиты трансформатора, производителем которого является ООО «НПП «ЭКРА».

Была рассчитаны заземление и молниезащита подстанции Шахта Центральная.

Были рассмотрены вопросы безопасности при эксплуатации КРУ и коммутационных аппаратов. Проведен расчет электромагнитного уровня шума, который создают трансформаторы ТМН-10000/35.

В результате расчета капиталовложений, издержек и дохода от ввода и эксплуатации ПС Шахта Центральная показал, что проект окупается за 4,6 года.

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 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 3 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П.Г. Грудинский, В.А. Лабунцов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
- 4 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.
- 5 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 6 Кабышев, А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.
- 7 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.
- 8 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.
- 9 Отчет о научно-исследовательской работе по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Приморского края на 2018-2022 годы / И.Н.Баширов, С.А.Портянков – М.: АО «Научно-технический центр Единой Энергетической Системы (Московское отделение)», 2017. – 492 с.
- 10 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.

11 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. – 352 с.

12 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: ИКЦ «Март», Ростов Н/Д: Издательский центр «Март», 2003 – 272 с.

13 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

14 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.

15 РАО - ЭСВ. Ру [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 05.06.2012. – Режим доступа: <http://www.rao-esv.ru/> / дата обращения 20.04.2018.

16 Растрвин. Ру [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 02.01.2011. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru/> / дата обращения 20.02.2018.

17 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.

18 Управление электроэнергетическими системами [Электронный ресурс] : презентация к курсу лекций / П. П. Проценко ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 118 с. - Б. ц.

19 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.

20 Тупов В.Б. Охрана окружающей среды от шума в энергетике / В.Б. Тупов. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 192 с.

21 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.

22 Владивосток – климат [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 02.01.2014.
– Режим доступа: <https://ru.climate-data.org/location/3451> / дата обращения 17.04.2019.

23 Энергетика Приморского края [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 02.01.2014. – Режим доступа: <https://energybase.ru/region/primorskiy-kraj> / дата обращения 02.05.2019.

24 ШЭ2607 148 ООО «НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 02.01.2014. – Режим доступа: <https://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstacionnogo-oborudovanija-35-110-kv/1017-she2607-148.html> / дата обращения 21.05.2019.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Параметры трансформаторов и ЛЭП

Протяженность ЛЭП:

$$l_{\text{пагрэс_партизан1}} := 8.7 \text{ км} \qquad l_{\text{пагрэс_хфз}} := 7.84 \text{ км}$$

$$l_{\text{пагрэс_партизан2}} := 7.8 \text{ км}$$

$$l_{\text{партизан_8}} := 1.071 \text{ км}$$

$$l_{\text{8_шахта}} := 0.5 \text{ км}$$

$$l_{\text{8_36}} := 6.66 \text{ км}$$

$$l_{\text{8_13}} := 0.765 \text{ км}$$

$$l_{\text{13_36}} := 4.824 \text{ км}$$

$$l_{\text{36_горная}} := 0.5 \text{ км}$$

$$l_{\text{36_83}} := 8.695 \text{ км}$$

$$l_{\text{36_48}} := 2.45 \text{ км}$$

$$l_{\text{48_83}} := 6.25 \text{ км}$$

$$l_{\text{83_северная}} := 0.15 \text{ км}$$

$$l_{\text{83_авангард}} := 4.04 \text{ км}$$

$$l_{\text{авангард_сергеевка}} := 19 \text{ км}$$

Расчет параметров схемы замещения

Расчет сопротивлений линий.

$$r_{0.150.35} := 0.198 \text{ Ом/км} \qquad r_{0.185.35} := 0.198 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0.150.35} := 0.406 \text{ Ом/км} \qquad x_{0.185.35} := 0.406 \text{ Ом/км}$$

$$r_{0.120.35} := 0.249 \text{ Ом/км} \qquad r_{0.150.110} := 0.198 \text{ Ом/км} \qquad b_{0.150.110} := 2.7 \text{ мкСм/км}$$

$$x_{0.120.35} := 0.414 \text{ Ом/км} \qquad x_{0.150.110} := 0.42 \text{ Ом/км}$$

$$r_{0.95.35} := 0.306 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0.95.35} := 0.421 \text{ Ом/км}$$

$$r_{0.240.35} := 0.12 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0.240.35} := 0.4 \text{ Ом/км}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Параметры трансформаторов и ЛЭП

$R_1 := l_{\text{пагрэс_партизан1}} \cdot r_{0.240.35} = 1.044$	Ом	$X_1 := l_{\text{пагрэс_партизан1}} \cdot x_{0.240.35} = 3.48$	Ом
$R_2 := l_{\text{пагрэс_партизан2}} \cdot r_{0.240.35} = 0.936$	Ом	$X_2 := l_{\text{пагрэс_партизан2}} \cdot x_{0.240.35} = 3.12$	Ом
$R_3 := l_{\text{партизан_8}} \cdot r_{0.95.35} = 0.328$	Ом	$X_3 := l_{\text{партизан_8}} \cdot x_{0.95.35} = 0.451$	Ом
$R_4 := l_{8_шахта} \cdot 0.32 = 0.16$	Ом	$X_4 := l_{8_шахта} \cdot 0.4 = 0.2$	Ом
$R_5 := l_{8_36} \cdot r_{0.95.35} = 2.038$	Ом	$X_5 := l_{8_36} \cdot x_{0.95.35} = 2.804$	Ом
$R_6 := l_{8_13} \cdot r_{0.95.35} = 0.234$	Ом	$X_6 := l_{8_13} \cdot x_{0.95.35} = 0.322$	Ом
$R_7 := l_{13_36} \cdot r_{0.120.35} = 1.201$	Ом	$X_7 := l_{13_36} \cdot x_{0.120.35} = 1.997$	Ом
$R_8 := l_{36_горная} \cdot r_{0.95.35} = 0.153$	Ом	$X_8 := l_{36_горная} \cdot x_{0.95.35} = 0.211$	Ом
$R_9 := l_{36_горная} \cdot r_{0.120.35} = 0.125$	Ом	$X_9 := l_{36_горная} \cdot x_{0.120.35} = 0.207$	Ом
$R_{10} := l_{36_83} \cdot r_{0.120.35} = 2.165$	Ом	$X_{10} := l_{36_83} \cdot x_{0.120.35} = 3.6$	Ом
$R_{11} := l_{36_48} \cdot r_{0.120.35} = 0.61$	Ом	$X_{11} := l_{36_48} \cdot x_{0.120.35} = 1.014$	Ом
$R_{12} := l_{48_83} \cdot r_{0.150.35} = 1.238$	Ом	$X_{12} := l_{48_83} \cdot x_{0.150.35} = 2.538$	Ом
$R_{13} := l_{83_северная} \cdot r_{0.120.35} = 0.037$	Ом	$X_{13} := l_{83_северная} \cdot x_{0.120.35} = 0.062$	Ом
$R_{14} := l_{83_северная} \cdot r_{0.150.35} = 0.03$	Ом	$X_{14} := l_{83_северная} \cdot x_{0.150.35} = 0.061$	Ом
$R_{15} := l_{83_авангард} \cdot r_{0.120.35} = 1.007$	Ом	$X_{15} := l_{83_авангард} \cdot x_{0.120.35} = 1.675$	Ом
$R_{16} := l_{83_авангард} \cdot r_{0.150.35} = 0.801$	Ом	$X_{16} := l_{83_авангард} \cdot x_{0.150.35} = 1.642$	Ом
$R_{17} := l_{\text{авангард_сергеевка}} \cdot r_{0.95.35} = 5.814$	Ом	$X_{17} := l_{\text{авангард_сергеевка}} \cdot x_{0.95.35} = 7.99$	Ом
$R_{18} := l_{\text{авангард_сергеевка}} \cdot r_{0.150.110} = 3.762$	Ом	$X_{18} := l_{\text{авангард_сергеевка}} \cdot x_{0.150.110} = 7.98$	Ом
$B_{18} := l_{\text{пагрэс_хфз}} \cdot b_{0.150.110} = 21.168$	мкСм		

Расчет сопротивлений, проводимостей трансформаторов и коэффициентов трансформации.

Параметры трансформаторов берем из справочника Ананичевой

ТМН - 10000/35	Горная	ТДНС - 16000/35	Партизан
$U_{ВН} := 36.75$	кВ	$U_{ВН} := 36.75$	кВ
$R_{ТМН10} := 0.88$	Ом	$R_{ТМН16} := 0.45$	Ом
$X_{ТМН10} := 10.1$	Ом	$X_{ТМН16} := 8.4$	Ом
$B_{ТМН10} := 59.23$	мкСм	$B_{ТМН16} := 65.16$	мкСм
$G_{ТМН10} := 10.74$	мкСм	$G_{ТМН16} := 13.33$	мкСм
$K_{ТМН10} := \frac{6.3}{36.75} = 0.171$		$K_{ТМН16} := \frac{10.5}{36.75} = 0.286$	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Параметры трансформаторов и ЛЭП

P _{срПар} := 15.2262 МВт	Q _{нескПар} := 18.75 Мвар
P _{срГор} := 2.6037 МВт	Q _{нескГор} := 1.4 Мвар
P _{срСев} := 2.915 МВт	Q _{нескСев} := 2.7 Мвар
P _{срАван} := 1.4014 МВт	Q _{нескАван} := 1.8 Мвар
P _{срСерг} := 1.8568 МВт	Q _{нескСерг} := 1.1 Мвар
P _{срХФЗ} := 1.35 МВт	Q _{нескХФЗ} := 4.6 Мвар
P _{срСучан} := 8.167 МВт	Q _{нескСучан} := 4.6 Мвар

n := 2

$$k_{3\text{Сучан_уголь}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срСучан}}^2 + Q_{\text{нескСучан}}^2}}{2 \cdot 0.7} = 6.695 \quad k_{3\text{Пар}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срПар}}^2 + Q_{\text{нескПар}}^2}}{16 \cdot 2} = 0.755$$

$$k_{3\text{Гор}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срГор}}^2 + Q_{\text{нескГор}}^2}}{10} = 0.296 \quad k_{3\text{Сев}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срСев}}^2 + Q_{\text{нескСев}}^2}}{5.6 \cdot 2} = 0.355$$

$$k_{3\text{Аван}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срАван}}^2 + Q_{\text{нескАван}}^2}}{5.6} = 0.407 \quad k_{3\text{Серг}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срСерг}}^2 + Q_{\text{нескСерг}}^2}}{6.3} = 0.343$$

$$k_{3\text{ХФЗ}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срХФЗ}}^2 + Q_{\text{нескХФЗ}}^2}}{10} = 0.479$$

Коэффициент загрузки при отключении одного трансформатора:

$$k_{3\text{ПарПА}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срПар}}^2 + Q_{\text{нескПар}}^2}}{25} = 0.966$$

$$k_{3\text{СевПА}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срСев}}^2 + Q_{\text{нескСев}}^2}}{5.6} = 0.71$$

$$k_{3\text{СучанПА}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срСучан}}^2 + Q_{\text{нескСучан}}^2}}{10} = 0.937$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Параметры трансформаторов и ЛЭП

ТМН - 5600/35

Северная, Авангард

$$S_{T5.6} := 5.6 \quad \text{MBA} \quad \Delta P_{k5.6} := 57 \quad \text{кВт} \quad u_p\% := 7.5$$

$$U_{BH} := 35 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x5.6} := 19.5 \quad \text{кВт} \quad I_x\% := 0.9$$

$$R_{Tд5.6} := \frac{\Delta P_{k5.6} \cdot 10^{-3} \cdot U_{BH}^2}{S_{T5.6}^2} = 2.227 \quad \text{Ом} \quad \Delta Q_{x5.6} := \frac{I_x\%}{100} \cdot S_{T5.6} = 0.05 \quad \text{MVar}$$

$$X_{Tд5.6} := \frac{u_p\%}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{T5.6}} = 16.406 \quad \text{Ом} \quad B_{T5.6} := \frac{\Delta Q_{x5.6} \cdot 10^6}{U_{BH}^2} = 41.143 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{T5.6} := \frac{\Delta P_{x5.6} \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 15.918 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{T5.6} := \frac{6.3}{35} = 0.18$$

ТМН - 6300/35

Сергеевка

$$S_{T6.3} := 6.3 \quad \text{MBA} \quad \Delta P_{k6.3} := 46.5 \quad \text{кВт} \quad u_p\% := 7.5$$

$$U_{BH} := 35 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x6.3} := 9.2 \quad \text{кВт} \quad I_x\% := 0.9$$

$$R_{Tд6.3} := \frac{\Delta P_{k6.3} \cdot 10^{-3} \cdot U_{BH}^2}{S_{T6.3}^2} = 1.435 \quad \text{Ом} \quad \Delta Q_{x6.3} := \frac{I_x\%}{100} \cdot S_{T6.3} = 0.057 \quad \text{MVar}$$

$$X_{Tд6.3} := \frac{u_p\%}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{T6.3}} = 14.583 \quad \text{Ом} \quad B_{T6.3} := \frac{\Delta Q_{x6.3} \cdot 10^6}{U_{BH}^2} = 46.286 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{T6.3} := \frac{\Delta P_{x6.3} \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 7.51 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{T4} := \frac{11}{35} = 0.314$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Параметры трансформаторов и ЛЭП

ТДТН-40000/110/35

$$S_{T40.110} := 40 \quad \text{MVA}$$

$$U_{BH.110} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$R_{B40.110} := 0.8 \quad \text{Ом} \quad X_{B40.110} := 35.5 \quad \text{Ом}$$

$$R_{C40.110} := 0.8 \quad \text{Ом} \quad X_{C40.110} := 0 \quad \text{Ом}$$

$$R_{H40.110} := 0.8 \quad \text{Ом} \quad X_{H40.110} := 22.3 \quad \text{Ом}$$

$$B_{T40.110} := 18.15 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{T40.110} := 3.25 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{TC40.110} := \frac{38.5}{115} = 0.335$$

$$K_{TH40.110} := \frac{11}{115} = 0.096$$

ТДЦ - 125000/110 ПаГРЭС

$$U_{BH} := 121 \quad \text{кВ}$$

$$R_{T10.110} := 0.37 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T10.110} := 12.3 \quad \text{Ом}$$

$$B_{T10.110} := 46.92 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{T10.110} := 8.2 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{T10.110} := \frac{10.5}{121} = 0.087$$

ТДТН-10000/110/35

$$U_{BH.110} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$R_{B0.110} := 5 \quad \text{Ом} \quad X_{B10.110} := 142.2 \quad \text{Ом}$$

$$R_{C10.110} := 5 \quad \text{Ом} \quad X_{C10.110} := 0 \quad \text{Ом}$$

$$R_{H10.110} := 5 \quad \text{Ом} \quad X_{H10.110} := 82.7 \quad \text{Ом}$$

$$B_{T10.110} := 8.32 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{T10.110} := 1.29 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{TC10.110} := \frac{38.5}{115} = 0.335$$

$$K_{TH10.110} := \frac{6.6}{115} = 0.057$$

Приложение Б – Расчет в ПВК RastrWin 3

Максимальный режим сети до ввода проектируемой ПС

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
1	<input checked="" type="checkbox"/>		Ген	1	Г1 ПаГРЭС	10					100.0	14.0	10.5	-50.0	100.0		10.50	41.19
2	<input type="checkbox"/>		База	2	Г2 ПаГРЭС	10					-72.4	17.0	10.5	-55.0	110.0		10.50	31.94
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС	110											114.07	35.85
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Нейтраль Т1 ОРУ 11...	110											111.81	33.78
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	СН Т1 ОРУ	35											37.32	33.80
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	СН Т2 ОРУ	35											37.28	33.71
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Нейтраль Т2 ОРУ	110											111.70	33.68
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ВН ПС Партизан	35											36.36	32.17
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	НН Т1 ПС Партизан	6			10.5	4.2							6.35	28.30
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	НН Т2 ПС Партизан	6			6.1	2.4							6.44	29.94
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Опора 36	35											35.89	31.72
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	300	Опора 13	35											36.22	32.05
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Опора 36	35											35.89	31.73
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ВН ПС Горная	35											35.88	31.71
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	НН Т1 ПС Горная	6			2.8	1.1							6.41	30.47
16	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	23	НН Т2 ПС Горная	6												-4.75
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Опора 83	35											35.54	31.31
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Опора 48	35											35.79	31.62
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Опора 83	35											35.54	31.31
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ВН ПС Северная	35											35.54	31.31
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	НН Т1 ПС Северная	6			1.7	0.7							6.31	29.60
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НН Т2 ПС Северная	6			1.5	0.6							6.32	29.80
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ВН ПС Авангард	35											35.46	31.21
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НН Т1 ПС Авангард	6			1.5	0.6							6.33	30.12
25	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	32	НН Т2 ПС Авангард	6												-5.12
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ВН ПС Сергеевка	35											34.90	30.70
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НН Т1 ПС Сергеевка	6			2.0	0.8							6.42	29.20
28	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	35	НН Т2 ПС Сергеевка	6												-5.64
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	Опора 8	35											36.29	32.10
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Опора 8	35											36.28	32.10

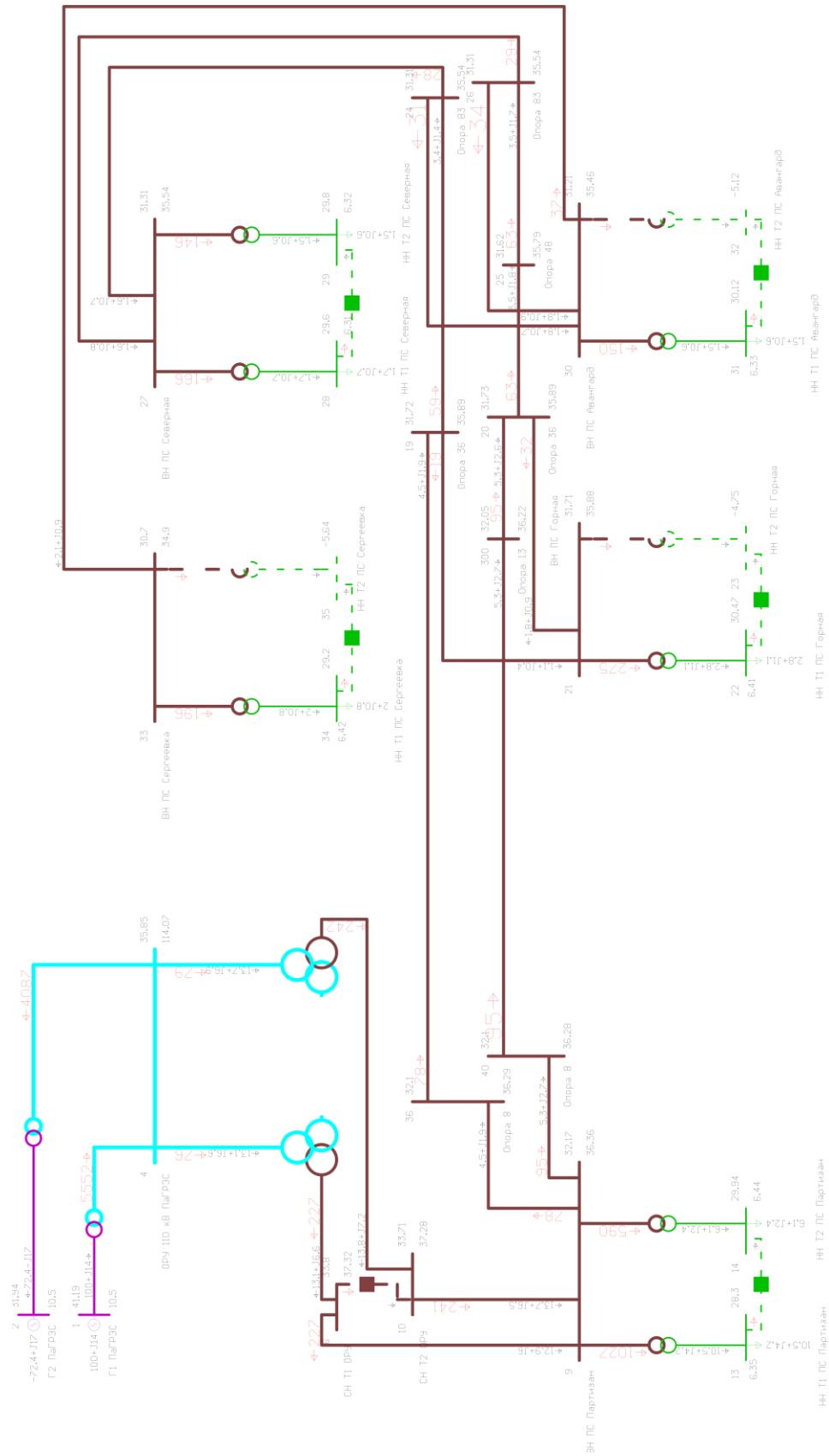
Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	Р_нач	Q_нач
1	<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	4	1			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г1 ...	0.37	12.30	46.9	0.091			100	4
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	2			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г2 ...	0.37	12.30	46.9	0.091			-73	11
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	5			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	0.80	35.50	18.2	1.000			-13	-7
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	6			Нейтраль Т1 ОРУ 110 кВ ...	0.80			0.334	3	2	-13	-7
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	8			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	0.80	35.50	18.2	1.000			-14	-8
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10			Нейтраль Т2 ОРУ - СН Т...	0.80			0.334	3	2	-14	-7
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	9			СН Т1 ОРУ - ВН ПС Парт...	1.04	3.48					-13	-7
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	9			СН Т2 ОРУ - ВН ПС Парт...	0.94	3.12					-14	-7
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	13			ВН ПС Партизан - НН Т1 ...	0.45	8.40	65.2	0.181	6	1	-11	-5
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	14			ВН ПС Партизан - НН Т2 ...	0.45	8.40	65.2	0.181	6	1	-6	-3
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	300	20			Опора 13 - Опора 36	1.20	2.00					-5	-3
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	21			Опора 36 - ВН ПС Горная	0.12	0.21					-2	-1
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	21			Опора 36 - ВН ПС Горная	0.15	0.21					-1	0
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			ВН ПС Горная - НН Т1 ПС ...	0.88	10.10	59.2	0.181	6	1	-3	-1
15	<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			ВН ПС Горная - НН Т2 ПС...	0.88	10.10	59.2	0.171				
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	24			Опора 36 - Опора 83	2.16	3.60					-3	-1
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	25			Опора 36 - Опора 48	0.61	1.01					-3	-2
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	26			Опора 48 - Опора 83	1.24	2.54					-3	-2
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	27			Опора 83 - ВН ПС Северная	0.03	0.06					-2	-1
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	24	27			Опора 83 - ВН ПС Северная	0.04	0.06					-2	-1
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28			ВН ПС Северная - НН Т1 ...	2.60	23.00	32.6	0.181	6	1	-2	-1
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			ВН ПС Северная - НН Т2 ...	2.60	23.00	32.6	0.181	6	1	-2	-1
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	30			Опора 83 - ВН ПС Авангард	0.80	1.64					-2	-1
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	24	30			Опора 83 - ВН ПС Авангард	1.01	1.68					-2	-1
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	31			ВН ПС Авангард - НН Т1 ...	2.23	16.41	41.1	0.181	6	1	-2	-1
26	<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	30	32			ВН ПС Авангард - НН Т2 ...	2.23	16.41	41.1	0.180				
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	33			ВН ПС Авангард - ВН ПС ...	5.81	8.00					-2	-1
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	34			ВН ПС Сергеевка - НН Т1 ...	2.23	16.41	41.1	0.187	4	1	-2	-1
29	<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	33	35			ВН ПС Сергеевка - НН Т2 ...	2.23	16.41	41.1	0.180				
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	36			ВН ПС Партизан - Опора 8	0.33	0.45					-5	-2
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	40			ВН ПС Партизан - Опора 8	0.33	0.45					-5	-3
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	19			Опора 8 - Опора 36	2.04	2.80					-5	-2
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	300			Опора 8 - Опора 13	0.23	0.32					-5	-3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима в ПВК RastrWin3

Графика



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима в ПВК RastrWin3

Отклонения напряжений

1	6	СН Т1 ОРУ	35	37.32	6.64
2	10	СН Т2 ОРУ	35	37.28	6.53
3	13	НН Т1 ПС Партизан	6	6.35	5.76
4	14	НН Т2 ПС Партизан	6	6.44	7.38
5	22	НН Т1 ПС Горная	6	6.41	6.79
6	28	НН Т1 ПС Северная	6	6.31	5.20
7	29	НН Т2 ПС Северная	6	6.32	5.41
8	31	НН Т1 ПС Авангард	6	6.33	5.54
9	34	НН Т1 ПС Сергеевка	6	6.42	6.95

Токовая нагрузка ЛЭП

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)	Tс	Идоп_25	И_доп...	Идоп_р...	I/I_доп
1	6	9	СН Т1 ОРУ - ВН ПС Парт...	227	227	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		605.0		780.4	29.0
2	10	9	СН Т2 ОРУ - ВН ПС Парт...	241	241	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		605.0		780.4	30.8
3	300	20	Опора 13 - Опора 36	95	95	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	18.9
4	20	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	32	32	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	6.3
5	19	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	19	19	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	4.4
6	19	24	Опора 36 - Опора 83	59	59	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	11.8
7	20	25	Опора 36 - Опора 48	63	63	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	12.5
8	25	26	Опора 48 - Опора 83	63	63	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		450.0		580.5	10.9
9	26	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	29	29	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		450.0		580.5	5.1
10	24	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	28	28	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	5.5
11	26	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	34	34	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		450.0		580.5	5.8
12	24	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	31	31	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	6.2
13	30	33	ВН ПС Авангард - ВН ПС ...	37	37	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	8.7
14	9	36	ВН ПС Партизан - Опора 8	78	78	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	18.4
15	9	40	ВН ПС Партизан - Опора 8	95	95	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	22.3
16	36	19	Опора 8 - Опора 36	78	78	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	18.4
17	40	300	Опора 8 - Опора 13	95	95	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	22.3

Токовая нагрузка трансформаторов

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место
1	4	1	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г1 ...	505	5,552	ВН
2	4	2	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г2 ...	372	4,087	ВН
3	4	5	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	77	76	ВН
4	5	6	Нейтраль Т1 ОРУ 110 кВ ...	76	227	ВН
5	4	8	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	80	79	ВН
6	8	10	Нейтраль Т2 ОРУ - СН Т...	81	242	ВН
7	9	13	ВН ПС Партизан - НН Т1 ...	186	1,027	ВН
8	9	14	ВН ПС Партизан - НН Т2 ...	107	590	ВН
9	21	22	ВН ПС Горная - НН Т1 ПС...	50	275	ВН
10	21	23	ВН ПС Горная - НН Т2 ПС...			ВН
11	27	28	ВН ПС Северная - НН Т1 ...	30	166	ВН
12	27	29	ВН ПС Северная - НН Т2 ...	27	146	ВН
13	30	31	ВН ПС Авангард - НН Т1 ...	28	150	ВН
14	30	32	ВН ПС Авангард - НН Т2 ...			ВН
15	33	34	ВН ПС Сергеевка - НН Т1...	37	196	ВН
16	33	35	ВН ПС Сергеевка - НН Т2...			ВН

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима в ПВК RastrWin3

Послеаварийный с отключением самой загруженной линии

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Ген	1	Г1 ПаГРЭС	10					100.0	14.0	10.5	-50.0	100.0		10.50	41.19
2	<input type="checkbox"/>		База	2	Г2 ПаГРЭС	10					-72.4	17.0	10.5	-55.0	110.0		10.50	31.94
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС	110											114.07	35.85
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Нейтраль Т1 ОРУ 11...	110											111.81	33.78
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	СН Т1 ОРУ	35											37.32	33.80
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	СН Т2 ОРУ	35											37.28	33.71
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Нейтраль Т2 ОРУ	110											111.70	33.68
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ВН ПС Партизан	35											36.36	32.17
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	НН Т1 ПС Партизан	6			10.5	4.2							6.35	28.30
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	НН Т2 ПС Партизан	6			6.1	2.4							6.44	29.94
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Опора 36	35											35.89	31.72
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	300	Опора 13	35											36.22	32.05
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Опора 36	35											35.89	31.73
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ВН ПС Горная	35											35.88	31.71
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	НН Т1 ПС Горная	6			2.8	1.1							6.41	30.47
16	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	23	НН Т2 ПС Горная	6												-4.75
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Опора 83	35											35.54	31.31
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Опора 48	35											35.79	31.62
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Опора 83	35											35.54	31.31
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ВН ПС Северная	35											35.54	31.31
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	НН Т1 ПС Северная	6			1.7	0.7							6.31	29.60
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НН Т2 ПС Северная	6			1.5	0.6							6.32	29.80
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ВН ПС Авангард	35											35.46	31.21
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НН Т1 ПС Авангард	6			1.5	0.6							6.33	30.12
25	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	32	НН Т2 ПС Авангард	6												-5.12
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ВН ПС Сергеевка	35											34.90	30.70
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НН Т1 ПС Сергеевка	6			2.0	0.8							6.42	29.20
28	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	35	НН Т2 ПС Сергеевка	6												-5.64
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	Опора 8	35											36.29	32.10
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Опора 8	35											36.28	32.10

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	1			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г1 ...	0.37	12.30	46.9	0.091			100	5
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	2			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г2 ...	0.37	12.30	46.9	0.091			-72	12
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	5			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	0.80	35.50	18.2	1.000			-27	-17
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	6			Нейтраль Т1 ОРУ 110 кВ ...	0.80			0.334	3	2	-27	-14
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	8			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	0.80	35.50	18.2	1.000			0	0
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10			Нейтраль Т2 ОРУ - СН Т...	0.80			0.334	3	2	0	0
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	9			СН Т1 ОРУ - ВН ПС Пар...	1.04	3.48					-26	-15
8	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	10	9			СН Т2 ОРУ - ВН ПС Пар...	0.94	3.12						
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	13			ВН ПС Партизан - НН Т1 ...	0.45	8.40	65.2	0.181	6	1	-10	-5
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	14			ВН ПС Партизан - НН Т2 ...	0.45	8.40	65.2	0.181	6	1	-6	-3
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	300	20			Опора 13 - Опора 36	1.20	2.00					-5	-3
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	21			Опора 36 - ВН ПС Горная	0.12	0.21					-2	-1
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	21			Опора 36 - ВН ПС Горная	0.15	0.21					-1	0
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			ВН ПС Горная - НН Т1 ПС...	0.88	10.10	59.2	0.181	6	1	-3	-1
15	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	21	23			ВН ПС Горная - НН Т2 ПС...	0.88	10.10	59.2	0.171				
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	24			Опора 36 - Опора 83	2.16	3.60					-3	-1
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	25			Опора 36 - Опора 48	0.61	1.01					-3	-2
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	26			Опора 48 - Опора 83	1.24	2.54					-3	-2
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	27			Опора 83 - ВН ПС Северная	0.03	0.06					-2	-1
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	24	27			Опора 83 - ВН ПС Северная	0.04	0.06					-2	-1
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28			ВН ПС Северная - НН Т1 ...	2.60	23.00	32.6	0.181	6	1	-2	-1
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			ВН ПС Северная - НН Т2 ...	2.60	23.00	32.6	0.181	6	1	-1	-1
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	30			Опора 83 - ВН ПС Авангард	0.80	1.64					-2	-1
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	24	30			Опора 83 - ВН ПС Авангард	1.01	1.68					-2	-1
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	31			ВН ПС Авангард - НН Т1 ...	2.23	16.41	41.1	0.181	6	1	-2	-1
26	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	30	32			ВН ПС Авангард - НН Т2 ...	2.23	16.41	41.1	0.180				
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	33			ВН ПС Авангард - ВН ПС ...	5.81	8.00					-2	-1
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	34			ВН ПС Сергеевка - НН Т1...	2.23	16.41	41.1	0.187	4	1	-2	-1
29	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	33	35			ВН ПС Сергеевка - НН Т2...	2.23	16.41	41.1	0.180				
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	36			ВН ПС Партизан - Опора 8	0.33	0.45					-4	-2
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	40			ВН ПС Партизан - Опора 8	0.33	0.45					-5	-3
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	19			Опора 8 - Опора 36	2.04	2.80					-4	-2
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	300			Опора 8 - Опора 13	0.23	0.32					-5	-3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима в ПВК RastrWin3

Отклонения напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		10	СН Т2 ОРУ	35	38.12	8.92
2		30	ВН ПС Авангард	35	33.23	-5.06
3		33	ВН ПС Сергеевка	35	32.64	-6.75

Токовая нагрузка ЛЭП

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)	Tс	Iдоп_25	I_доп...	Iдоп_р...	ИИ_доп
1	6	9	СН Т1 ОРУ - ВН ПС Парт...	483	483	ВН	☑	1		605.0		780.4	61.8
2	10	9	СН Т2 ОРУ - ВН ПС Парт...			ВН	☑	1		605.0		780.4	
3	300	20	Опора 13 - Опора 36	97	97	ВН	☑	1		390.0		503.1	19.2
4	20	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	31	31	ВН	☑	1		390.0		503.1	6.2
5	19	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	20	20	ВН	☑	1		330.0		425.7	4.7
6	19	24	Опора 36 - Опора 83	62	62	ВН	☑	1		390.0		503.1	12.3
7	20	25	Опора 36 - Опора 48	65	65	ВН	☑	1		390.0		503.1	13.0
8	25	26	Опора 48 - Опора 83	65	65	ВН	☑	1		450.0		580.5	11.2
9	26	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	29	29	ВН	☑	1		450.0		580.5	5.0
10	24	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	30	30	ВН	☑	1		390.0		503.1	5.9
11	26	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	36	36	ВН	☑	1		450.0		580.5	6.1
12	24	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	33	33	ВН	☑	1		390.0		503.1	6.6
13	30	33	ВН ПС Авангард - ВН ПС ...	40	40	ВН	☑	1		330.0		425.7	9.3
14	9	36	ВН ПС Партизан - Опора 8	79	79	ВН	☑	1		330.0		425.7	18.7
15	9	40	ВН ПС Партизан - Опора 8	95	95	ВН	☑	1		330.0		425.7	22.4
16	36	19	Опора 8 - Опора 36	79	79	ВН	☑	1		330.0		425.7	18.6
17	40	300	Опора 8 - Опора 13	97	97	ВН	☑	1		330.0		425.7	22.8

Токовая нагрузка трансформаторов

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место
1	4	1	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г1 ...	505	5,557	ВН
2	4	2	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г2 ...	371	4,078	ВН
3	4	5	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	162	161	ВН
4	5	6	Нейтраль Т1 ОРУ 110 кВ ...	162	486	ВН
5	4	8	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	1	2	ВН
6	8	10	Нейтраль Т2 ОРУ - СН Т...	0	1	ВН
7	9	13	ВН ПС Партизан - НН Т1 ...	198	1,092	ВН
8	9	14	ВН ПС Партизан - НН Т2 ...	114	626	ВН
9	21	22	ВН ПС Горная - НН Т1 ПС...	53	292	ВН
10	21	23	ВН ПС Горная - НН Т2 ПС...			ВН
11	27	28	ВН ПС Северная - НН Т1 ...	32	176	ВН
12	27	29	ВН ПС Северная - НН Т2 ...	28	155	ВН
13	30	31	ВН ПС Авангард - НН Т1 ...	29	159	ВН
14	30	32	ВН ПС Авангард - НН Т2 ...			ВН
15	33	34	ВН ПС Сергеевка - НН Т1...	39	208	ВН
16	33	35	ВН ПС Сергеевка - НН Т2...			ВН

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима в ПВК RastrWin3

Минимальный режим сети до ввода проектируемой ПС

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Ген	1	Г1 ПаГРЭС	10					100.0	14.7	10.5	-50.0	100.0		10.50	41.17
2	<input type="checkbox"/>		База	2	Г2 ПаГРЭС	10					-72.0	17.7	10.5	-55.0	110.0		10.50	31.94
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС	110											114.00	35.83
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Нейтраль Т1 ОРУ 11...	110											108.80	31.49
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	СН Т1 ОРУ	35											36.28	31.55
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	СН Т2 ОРУ	35											38.12	35.86
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Нейтраль Т2 ОРУ	110											114.11	35.86
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ВН ПС Партизан	35											34.16	28.01
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	НН Т1 ПС Партизан	6			6.3	2.5							5.93	23.63
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	НН Т2 ПС Партизан	6			3.7	1.5							6.04	25.50
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Опора 36	35											33.68	27.54
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	300	Опора 13	35											34.02	27.89
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Опора 36	35											33.69	27.54
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ВН ПС Горная	35											33.68	27.53
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	НН Т1 ПС Горная	6			1.7	0.7							6.00	26.13
16	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	23	НН Т2 ПС Горная	6												-4.75
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Опора 83	35											33.32	27.10
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Опора 48	35											33.57	27.42
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Опора 83	35											33.32	27.10
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ВН ПС Северная	35											33.32	27.09
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	НН Т1 ПС Северная	6			1.0	0.4							5.90	25.16
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НН Т2 ПС Северная	6			0.9	0.4							5.92	25.39
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ВН ПС Авангард	35											33.23	26.98
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НН Т1 ПС Авангард	6			0.9	0.4							5.93	25.75
25	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	32	НН Т2 ПС Авангард	6												-5.12
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ВН ПС Сергеевка	35											32.64	26.40
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НН Т1 ПС Сергеевка	6			1.2	0.5							5.99	24.70
28	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	35	НН Т2 ПС Сергеевка	6												-5.64
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	Опора 8	35											34.10	27.94
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Опора 8	35											34.08	27.94

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач
1	<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	4	1			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г1 ...	0.37	12.30	46.9	0.091			100	1
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	2			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г2 ...	0.37	12.30	46.9	0.091			-84	8
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	5			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	0.80	35.50	18.2	1.000			-8	-4
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	6			Нейтраль Т1 ОРУ 110 кВ ...	0.80			0.334	3	2	-8	-4
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	8			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	0.80	35.50	18.2	1.000			-8	-4
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10			Нейтраль Т2 ОРУ - СН Т...	0.80			0.334	3	2	-8	-4
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	9			СН Т1 ОРУ - ВН ПС Парт...	1.04	3.48					-8	-4
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	9			СН Т2 ОРУ - ВН ПС Парт...	0.94	3.12					-8	-4
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	13			ВН ПС Партизан - НН Т1 ...	0.45	8.40	65.2	0.181	6	1	-6	-3
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	14			ВН ПС Партизан - НН Т2 ...	0.45	8.40	65.2	0.181	6	1	-4	-2
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	300	20			Опора 13 - Опора 36	1.20	2.00					-3	-2
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	21			Опора 36 - ВН ПС Горная	0.12	0.21					-1	-1
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	21			Опора 36 - ВН ПС Горная	0.15	0.21					-1	0
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			ВН ПС Горная - НН Т1 ПС...	0.88	10.10	59.2	0.181	6	1	-2	-1
15	<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			ВН ПС Горная - НН Т2 ПС...	0.88	10.10	59.2	0.171				
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	24			Опора 36 - Опора 83	2.16	3.60					-2	-1
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	25			Опора 36 - Опора 48	0.61	1.01					-2	-1
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	26			Опора 48 - Опора 83	1.24	2.54					-2	-1
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	27			Опора 83 - ВН ПС Северная	0.03	0.06					-1	0
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	24	27			Опора 83 - ВН ПС Северная	0.04	0.06					-1	0
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28			ВН ПС Северная - НН Т1 ...	2.60	23.00	32.6	0.181	6	1	-1	0
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			ВН ПС Северная - НН Т2 ...	2.60	23.00	32.6	0.181	6	1	-1	0
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	30			Опора 83 - ВН ПС Авангард	0.80	1.64					-1	-1
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	24	30			Опора 83 - ВН ПС Авангард	1.01	1.68					-1	0
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	31			ВН ПС Авангард - НН Т1 ...	2.23	16.41	41.1	0.181	6	1	-1	0
26	<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	30	32			ВН ПС Авангард - НН Т2 ...	2.23	16.41	41.1	0.180				
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	33			ВН ПС Авангард - ВН ПС ...	5.81	8.00					-1	-1
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	34			ВН ПС Сергеевка - НН Т1...	2.23	16.41	41.1	0.187	4	1	-1	-1
29	<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	33	35			ВН ПС Сергеевка - НН Т2...	2.23	16.41	41.1	0.180				
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	36			ВН ПС Партизан - Опора 8	0.33	0.45					-3	-1
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	40			ВН ПС Партизан - Опора 8	0.33	0.45					-3	-2
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	19			Опора 8 - Опора 36	2.04	2.80					-3	-1
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	300			Опора 8 - Опора 13	0.23	0.32					-3	-2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима в ПВК RastrWin3

Отклонения напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		6	СН Т1 ОРУ	35	37.80	8.01
2		10	СН Т2 ОРУ	35	37.78	7.95
3		9	ВН ПС Партизан	35	37.28	6.51
4		14	НН Т2 ПС Партизан	6	6.32	5.40
5		19	Опора 36	35	37.02	5.77
6		300	Опора 13	35	37.20	6.29
7		20	Опора 36	35	37.02	5.78
8		21	ВН ПС Горная	35	37.02	5.76
9		22	НН Т1 ПС Горная	6	6.31	5.10
10		24	Опора 83	35	36.82	5.19
11		25	Опора 48	35	36.96	5.60
12		26	Опора 83	35	36.82	5.19
13		27	ВН ПС Северная	35	36.81	5.18
14		30	ВН ПС Авангард	35	36.77	5.04
15		36	Опора 8	35	37.24	6.41
16		40	Опора 8	35	37.23	6.38

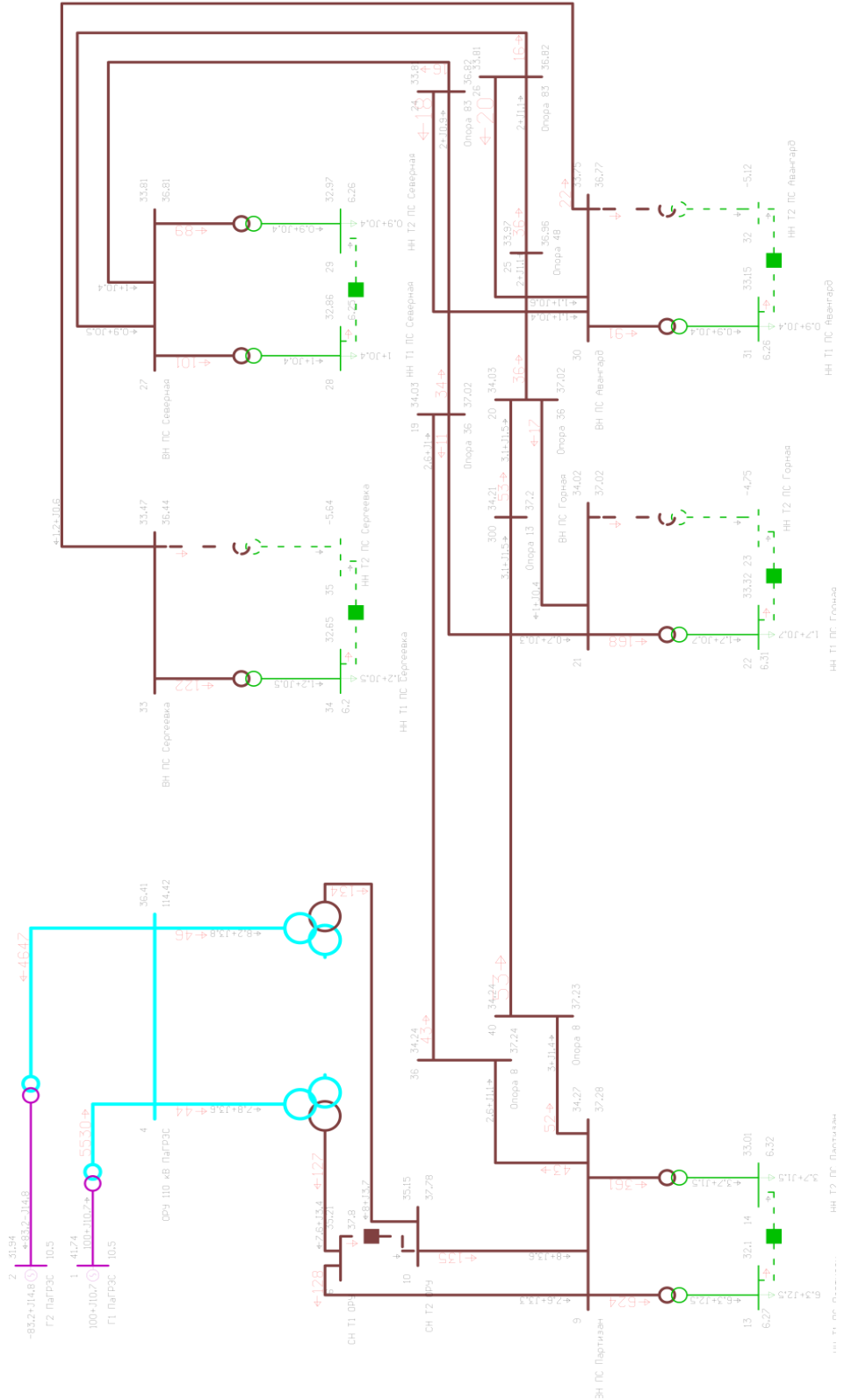
Токовая нагрузка ЛЭП

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)	Tс	Идоп_25	I_доп...	Идоп_р...	ИЛ_доп
1	6	9	СН Т1 ОРУ - ВН ПС Парт...	128	128	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		605.0		780.4	16.4
2	10	9	СН Т2 ОРУ - ВН ПС Парт...	135	135	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		605.0		780.4	17.3
3	300	20	Опора 13 - Опора 36	53	53	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	10.5
4	20	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	17	17	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	3.3
5	19	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	11	11	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	2.6
6	19	24	Опора 36 - Опора 83	34	34	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	6.8
7	20	25	Опора 36 - Опора 48	36	36	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	7.2
8	25	26	Опора 48 - Опора 83	36	36	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		450.0		580.5	6.2
9	26	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	16	16	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		450.0		580.5	2.8
10	24	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	16	16	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	3.2
11	26	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	20	20	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		450.0		580.5	3.4
12	24	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	18	18	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	3.6
13	30	33	ВН ПС Авангард - ВН ПС ...	22	22	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	5.1
14	9	36	ВН ПС Партизан - Опора 8	43	43	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	10.2
15	9	40	ВН ПС Партизан - Опора 8	52	52	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	12.2
16	36	19	Опора 8 - Опора 36	43	43	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	10.2
17	40	300	Опора 8 - Опора 13	53	53	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	12.5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима в ПК RastrWin3

Графика



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима в ПВК RastrWin3

Максимальный режим с учетом роста нагрузок и ввода ПС в работу

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Ген	1	Г1 ПаГРЭС	10					100.0	17.3	11.0	-50.0	100.0		11.00	39.75
2	<input type="checkbox"/>		База	2	Г2 ПаГРЭС	10					-59.4	19.4	11.0	-55.0	110.0		11.00	31.94
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС	110											119.24	34.88
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Нейтраль Т1 ОРУ 11...	110											115.95	32.05
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	СН Т1 ОРУ	35											37.77	32.08
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	СН Т2 ОРУ	35											37.70	31.94
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Нейтраль Т2 ОРУ	110											115.75	31.90
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ВН ПС Партизан	35											36.38	29.69
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	НН Т1 ПС Партизан	6			11.5	4.6							6.43	27.14
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	НН Т2 ПС Партизан	6			6.7	2.7							6.49	28.22
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Опора 36	35											35.79	29.14
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	300	Опора 13	35											36.16	29.50
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Опора 36	35											35.79	29.14
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ВН ПС Горная	35											35.78	29.13
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	НН Т1 ПС Горная	6			3.1	1.2							6.38	27.75
16	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	23	НН Т2 ПС Горная	6												-4.75
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Опора 83	35											35.40	28.69
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Опора 48	35											35.67	29.02
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Опора 83	35											35.40	28.69
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ВН ПС Северная	35											35.40	28.68
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	НН Т1 ПС Северная	6			1.9	0.7							6.38	26.78
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НН Т2 ПС Северная	6			1.6	0.7							6.40	27.01
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ВН ПС Авангард	35											35.31	28.57
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НН Т1 ПС Авангард	6			1.7	0.7							6.40	27.36
25	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	32	НН Т2 ПС Авангард	6												-5.12
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ВН ПС Сергеевка	35											34.69	28.00
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НН Т1 ПС Сергеевка	6			2.2	0.9							6.37	26.33
28	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	35	НН Т2 ПС Сергеевка	6												-5.64
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	Опора 8	35											36.23	29.56
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ВН ПС Шахта Центр...	35											36.19	29.53
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НН Т1 ПС Шахта Це...	6			4.9	2.0							6.41	27.40
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	НН Т2 ПС Шахта Це...	6			4.9	2.0							6.41	27.40
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Опора 8	35											36.22	29.55

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/р	N_анц	БД_...	V_ком
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	1			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г1 ...	0.37	12.30	46.9	0.091			11.0
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	2			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г2 ...	0.37	12.30	46.9	0.091			11.0
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	5			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	0.80	35.50	18.2	1.000			116.0
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	6			Нейтраль Т1 ОРУ 110 кВ ...	0.80			0.326	1	2	37.8
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	8			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	0.80	35.50	18.2	1.000			115.7
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10			Нейтраль Т2 ОРУ - СН Т...	0.80			0.326	1	2	37.7
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	9			СН Т1 ОРУ - ВН ПС Парт...	1.04	3.48					36.4
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	9			СН Т2 ОРУ - ВН ПС Парт...	0.94	3.12					36.4
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	13			ВН ПС Партизан - НН Т1 ...	0.25	5.10	92.6	0.181	6	1	6.4
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	14			ВН ПС Партизан - НН Т2 ...	0.25	5.10	92.6	0.181	6	1	6.5
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	300	20			Опора 13 - Опора 36	1.20	2.00					35.8
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	21			Опора 36 - ВН ПС Горная	0.12	0.21					35.8
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	21			Опора 36 - ВН ПС Горная	0.15	0.21					35.8
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			ВН ПС Горная - НН Т1 ПС...	0.88	10.10	59.2	0.181	6	1	6.4
15	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	21	23			ВН ПС Горная - НН Т2 ПС...	0.88	10.10	59.2	0.171			
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	24			Опора 36 - Опора 83	2.16	3.60					35.4
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	25			Опора 36 - Опора 48	0.61	1.01					35.7
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	26			Опора 48 - Опора 83	1.24	2.54					35.4
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	27			Опора 83 - ВН ПС Северная	0.03	0.06					35.4
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	24	27			Опора 83 - ВН ПС Северная	0.04	0.06					35.4
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28			ВН ПС Северная - НН Т1 ...	2.60	23.00	32.6	0.184	5	1	6.4
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			ВН ПС Северная - НН Т2 ...	2.60	23.00	32.6	0.184	5	1	6.4
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	30			Опора 83 - ВН ПС Авангард	0.80	1.64					35.3
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	24	30			Опора 83 - ВН ПС Авангард	1.01	1.68					35.3
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	31			ВН ПС Авангард - НН Т1 ...	2.23	16.41	41.1	0.184	5	1	6.4
26	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	30	32			ВН ПС Авангард - НН Т2 ...	2.23	16.41	41.1	0.180			
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	33			ВН ПС Авангард - ВН ПС ...	5.81	8.00					34.7
28	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	33	34			ВН ПС Сергеевка - НН Т1...	2.23	16.41	41.1	0.187	4	1	6.4
29	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	33	35			ВН ПС Сергеевка - НН Т2...	2.23	16.41	41.1	0.180			
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	36			ВН ПС Партизан - Опора 8	0.33	0.45					36.2
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	40			ВН ПС Партизан - Опора 8	0.33	0.45					36.2
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	19			Опора 8 - Опора 36	2.04	2.80					35.8
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	300			Опора 8 - Опора 13	0.23	0.32					36.2
34	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	37			Опора 8 - ВН ПС Шахта ...	0.16	0.20					36.2
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	37			Опора 8 - ВН ПС Шахта ...	0.16	0.20					36.2
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	38			ВН ПС Шахта Центральн...	0.88	10.10	59.2	0.181	6	1	6.4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
 Расчет установившегося режима в ПВК RastrWin3
 Токовая нагрузка ЛЭП

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)	Tс	Идоп_25	И_доп...	Идоп_p...	I/I_доп
1	5	9	СН Т1 ОРУ - ВН ПС Парт...	331	331	ВН	☑	1		610.0		786.9	42.1
2	10	9	СН Т2 ОРУ - ВН ПС Парт...	349	349	ВН	☑	1		610.0		786.9	44.3
3	300	20	Опора 13 - Опора 36	106	106	ВН	☑	1		390.0		503.1	21.0
4	20	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	36	36	ВН	☑	1		390.0		503.1	7.1
5	19	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	20	20	ВН	☑	1		330.0		425.7	4.6
6	19	24	Опора 36 - Опора 83	66	66	ВН	☑	1		390.0		503.1	13.1
7	20	25	Опора 36 - Опора 48	70	70	ВН	☑	1		390.0		503.1	13.9
8	25	26	Опора 48 - Опора 83	70	70	ВН	☑	1		450.0		580.5	12.0
9	26	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	33	33	ВН	☑	1		450.0		580.5	5.7
10	24	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	31	31	ВН	☑	1		390.0		503.1	6.1
11	26	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	37	37	ВН	☑	1		450.0		580.5	6.4
12	24	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	35	35	ВН	☑	1		390.0		503.1	6.9
13	30	33	ВН ПС Авангард - ВН ПС ...	41	41	ВН	☑	1		330.0		425.7	9.7
14	9	36	ВН ПС Партизан - Опора 8	177	177	ВН	☑	1		330.0		425.7	41.7
15	9	40	ВН ПС Партизан - Опора 8	184	184	ВН	☑	1		330.0		425.7	43.1
16	36	19	Опора 8 - Опора 36	85	85	ВН	☑	1		330.0		425.7	20.0
17	40	300	Опора 8 - Опора 13	106	106	ВН	☑	1		330.0		425.7	24.9
18	36	37	Опора 8 - ВН ПС Шахта ...	94	94	ВН	☑	1		263.0		339.3	27.6
19	40	37	Опора 8 - ВН ПС Шахта ...	80	80	ВН	☑	1		263.0		339.3	23.6

Отклонения напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		4	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС	110	119.24	8.40
2		5	Нейтраль Т1 ОРУ 11...	110	115.95	5.41
3		6	СН Т1 ОРУ	35	37.77	7.92
4		10	СН Т2 ОРУ	35	37.70	7.73
5		8	Нейтраль Т2 ОРУ	110	115.75	5.23
6		13	НН Т1 ПС Партизан	6	6.43	7.14
7		14	НН Т2 ПС Партизан	6	6.49	8.15
8		22	НН Т1 ПС Горная	6	6.38	6.35
9		28	НН Т1 ПС Северная	6	6.38	6.34
10		29	НН Т2 ПС Северная	6	6.40	6.59
11		31	НН Т1 ПС Авангард	6	6.40	6.73
12		34	НН Т1 ПС Сергеевка	6	6.37	6.11
13		38	НН Т1 ПС Шахта Це...	6	6.41	6.80
14		39	НН Т2 ПС Шахта Це...	6	6.41	6.80

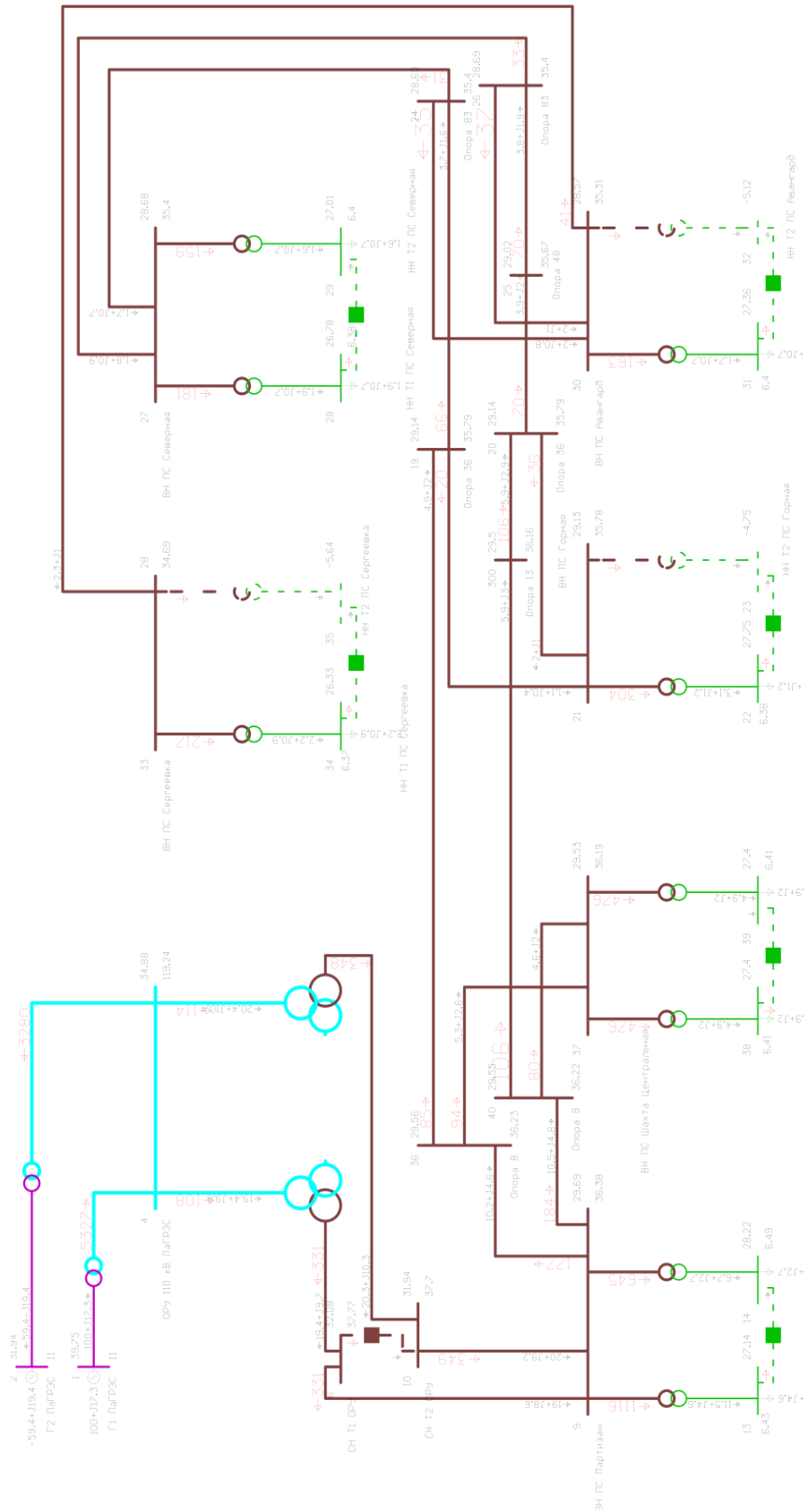
Токовая нагрузка трансформаторов

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место
1	4	1	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г1 ...	484	5,327	ВН
2	4	2	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г2 ...	298	3,280	ВН
3	4	5	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	110	109	ВН
4	5	6	Нейтраль Т1 ОРУ 110 кВ ...	109	333	ВН
5	4	8	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	115	115	ВН
6	8	10	Нейтраль Т2 ОРУ - СН Т...	115	351	ВН
7	9	13	ВН ПС Партизан - НН Т1 ...	203	1,117	ВН
8	9	14	ВН ПС Партизан - НН Т2 ...	118	646	ВН
9	21	22	ВН ПС Горная - НН Т1 ПС...	56	305	ВН
10	21	23	ВН ПС Горная - НН Т2 ПС...			ВН
11	27	28	ВН ПС Северная - НН Т1 ...	34	181	ВН
12	27	29	ВН ПС Северная - НН Т2 ...	30	159	ВН
13	30	31	ВН ПС Авангард - НН Т1 ...	31	163	ВН
14	30	32	ВН ПС Авангард - НН Т2 ...			ВН
15	33	34	ВН ПС Сергеевка - НН Т1...	41	218	ВН
16	33	35	ВН ПС Сергеевка - НН Т2...			ВН
17	37	38	ВН ПС Шахта Центральн...	87	476	ВН
18	37	39	ВН ПС Шахта Центральн...	87	476	ВН

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима в ПВК RastrWin3

Графика



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима в ПВК RastrWin3

Послеаварийный режим с отключением самой нагруженной линии

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Ген	1	Г1 ПаГРЭС	10					100.0	21.7	11.0	-50.0	100.0		11.00	39.70
2	<input type="checkbox"/>		База	2	Г2 ПаГРЭС	10					-57.9	23.7	11.0	-55.0	110.0		11.00	31.94
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ОРУ 110 кВ ПаГРЭС	110											118.79	34.82
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Нейтраль Т1 ОРУ 11...	110											109.77	28.47
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	СН Т1 ОРУ	35											35.70	28.57
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	СН Т2 ОРУ	35											38.74	34.82
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Нейтраль Т2 ОРУ	110											118.79	34.82
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ВН ПС Партизан	35											32.25	22.75
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	НН Т1 ПС Партизан	6			11.5	4.6							5.66	19.49
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	НН Т2 ПС Партизан	6			6.7	2.7							5.73	20.87
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Опора 36	35											31.58	22.05
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	300	Опора 13	35											32.00	22.51
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Опора 36	35											31.59	22.06
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ВН ПС Горная	35											31.57	22.04
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	НН Т1 ПС Горная	6			3.1	1.2							5.61	20.27
16	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	23	НН Т2 ПС Горная	6												-4.75
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Опора 83	35											31.14	21.48
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Опора 48	35											31.45	21.90
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Опора 83	35											31.14	21.48
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ВН ПС Северная	35											31.14	21.47
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	НН Т1 ПС Северная	6			1.9	0.7							5.58	19.01
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НН Т2 ПС Северная	6			1.6	0.7							5.60	19.31
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ВН ПС Авангард	35											31.03	21.33
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НН Т1 ПС Авангард	6			1.7	0.7							5.61	19.76
25	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	32	НН Т2 ПС Авангард	6												-5.12
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ВН ПС Сергеевка	35											30.33	20.60
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НН Т1 ПС Сергеевка	6			2.2	0.9							5.53	18.40
28	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	35	НН Т2 ПС Сергеевка	6												-5.64
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	Опора 8	35											32.08	22.58
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ВН ПС Шахта Центральн...	35											32.04	22.55
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НН Т1 ПС Шахта Це...	6			4.9	2.0							5.64	19.82
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	НН Т2 ПС Шахта Це...	6			4.9	2.0							5.64	19.82
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Опора 8	35											32.08	22.58

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	Укон	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	1			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г1 ...	0.37	12.30	46.9	0.091			11.0	100	12
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	2			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Г2 ...	0.37	12.30	46.9	0.091			11.0	-58	20
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	5			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	0.80	35.50	18.2	1.000			109.8	-41	-32
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	6			Нейтраль Т1 ОРУ 110 кВ ...	0.80			0.326	1	2	35.7	-41	-25
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	8			ОРУ 110 кВ ПаГРЭС - Не...	0.80	35.50	18.2	1.000			118.8	0	0
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10			Нейтраль Т2 ОРУ - СН Т...	0.80			0.326	1	2	38.7	0	0
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	9			СН Т1 ОРУ - ВН ПС Парт...	1.04	3.48					32.3	-41	-25
8	<input checked="" type="checkbox"/>		ЛЭП	10	9			СН Т2 ОРУ - ВН ПС Парт...	0.94	3.12							
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	13			ВН ПС Партизан - НН Т1 ...	0.25	5.10	92.6	0.181	6	1	5.7	-12	-6
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	14			ВН ПС Партизан - НН Т2 ...	0.25	5.10	92.6	0.181	6	1	5.7	-7	-3
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	300	20			Опора 13 - Опора 36	1.20	2.00					31.6	-6	-3
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	21			Опора 36 - ВН ПС Горная	0.12	0.21					31.6	-2	-1
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	21			Опора 36 - ВН ПС Горная	0.15	0.21					31.6	-1	0
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			ВН ПС Горная - НН Т1 ПС...	0.88	10.10	59.2	0.181	6	1	5.6	-3	-1
15	<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			ВН ПС Горная - НН Т2 ПС...	0.88	10.10	59.2	0.171					
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	24			Опора 36 - Опора 83	2.16	3.60					31.1	-4	-2
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	25			Опора 36 - Опора 48	0.61	1.01					31.5	-4	-2
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	26			Опора 48 - Опора 83	1.24	2.54					31.1	-4	-2
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	27			Опора 83 - ВН ПС Северная	0.03	0.06					31.1	-2	-1
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	24	27			Опора 83 - ВН ПС Северная	0.04	0.06					31.1	-2	-1
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28			ВН ПС Северная - НН Т1 ...	2.60	23.00	32.6	0.184	5	1	5.6	-2	-1
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			ВН ПС Северная - НН Т2 ...	2.60	23.00	32.6	0.184	5	1	5.6	-2	-1
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	30			Опора 83 - ВН ПС Авангард	0.80	1.64					31.0	-2	-1
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	24	30			Опора 83 - ВН ПС Авангард	1.01	1.68					31.0	-2	-1
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	31			ВН ПС Авангард - НН Т1 ...	2.23	16.41	41.1	0.184	5	1	5.6	-2	-1
26	<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	30	32			ВН ПС Авангард - НН Т2 ...	2.23	16.41	41.1	0.180					
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	33			ВН ПС Авангард - ВН ПС ...	5.81	8.00					30.3	-2	-1
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	34			ВН ПС Сергеевка - НН Т1 ...	2.23	16.41	41.1	0.187	4	1	5.5	-2	-1
29	<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	33	35			ВН ПС Сергеевка - НН Т2 ...	2.23	16.41	41.1	0.180					
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	36			ВН ПС Партизан - Опора 8	0.33	0.45					32.1	-10	-5
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	40			ВН ПС Партизан - Опора 8	0.33	0.45					32.1	-11	-5
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	19			Опора 8 - Опора 36	2.04	2.80					31.6	-5	-2
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	300			Опора 8 - Опора 13	0.23	0.32					32.0	-6	-3
34	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	37			Опора 8 - ВН ПС Шахта ...	0.16	0.20					32.0	-5	-3
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	37			Опора 8 - ВН ПС Шахта ...	0.16	0.20					32.0	-5	-2
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	38			ВН ПС Шахта Центральн...	0.88	10.10	59.2	0.181	6	1	5.6	-5	-2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившегося режима в ПВК RastrWin3

Токовая нагрузка ЛЭП

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)	Tс	Идоп_25	I_доп...	Идоп_р...	I/I_доп
1	6	9	СН Т1 ОРУ - ВН ПС Парт...	774	774	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		610.0		786.9	98.4
2	10	9	СН Т2 ОРУ - ВН ПС Парт...			ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		610.0		786.9	
3	300	20	Опора 13 - Опора 36	120	120	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	23.9
4	20	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	41	41	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	8.1
5	19	21	Опора 36 - ВН ПС Горная	22	22	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	5.2
6	19	24	Опора 36 - Опора 83	75	75	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	14.8
7	20	25	Опора 36 - Опора 48	79	79	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	15.8
8	25	26	Опора 48 - Опора 83	79	79	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		450.0		580.5	13.7
9	26	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	37	37	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		450.0		580.5	6.4
10	24	27	Опора 83 - ВН ПС Северная	35	35	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	7.0
11	26	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	42	42	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		450.0		580.5	7.3
12	24	30	Опора 83 - ВН ПС Авангард	40	40	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		390.0		503.1	7.9
13	30	33	ВН ПС Авангард - ВН ПС ...	47	47	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	11.1
14	9	36	ВН ПС Партизан - Опора 8	203	203	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	47.6
15	9	40	ВН ПС Партизан - Опора 8	210	210	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	49.3
16	36	19	Опора 8 - Опора 36	97	97	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	22.7
17	40	300	Опора 8 - Опора 13	120	120	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		330.0		425.7	28.2
18	36	37	Опора 8 - ВН ПС Шахта ...	106	106	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		263.0		339.3	31.3
19	40	37	Опора 8 - ВН ПС Шахта ...	90	90	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	1		263.0		339.3	26.6

Токовая нагрузка трансформаторов

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место
1	4	1	ОРУ 110 кВ ПагрЭС - Г1 ...	488	5,371	ВН
2	4	2	ОРУ 110 кВ ПагрЭС - Г2 ...	299	3,286	ВН
3	4	5	ОРУ 110 кВ ПагрЭС - Не...	254	253	ВН
4	5	6	Нейтраль Т1 ОРУ 110 кВ ...	253	775	ВН
5	4	8	ОРУ 110 кВ ПагрЭС - Не...	1	0	ВН
6	8	10	Нейтраль Т2 ОРУ - СН Т...	0	0	ВН
7	9	13	ВН ПС Партизан - НН Т1 ...	229	1,264	ВН
8	9	14	ВН ПС Партизан - НН Т2 ...	133	728	ВН
9	21	22	ВН ПС Горная - НН Т1 ПС...	63	345	ВН
10	21	23	ВН ПС Горная - НН Т2 ПС...			ВН
11	27	28	ВН ПС Северная - НН Т1 ...	38	207	ВН
12	27	29	ВН ПС Северная - НН Т2 ...	34	182	ВН
13	30	31	ВН ПС Авангард - НН Т1 ...	35	186	ВН
14	30	32	ВН ПС Авангард - НН Т2 ...			ВН
15	33	34	ВН ПС Сергеевка - НН Т1...	47	249	ВН
16	33	35	ВН ПС Сергеевка - НН Т2...			ВН
17	37	38	ВН ПС Шахта Центральн...	98	539	ВН
18	37	39	ВН ПС Шахта Центральн...	98	539	ВН

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет заземления и молниезащиты подстанции

$$a_T := 68.4 \quad b_T := 30 \quad h_c := 11$$

Расчет заземления ПС:

$$A_1 := 68.4 \quad B_1 := 30$$

$$S_1 := (A_1 + 2 \cdot 1.5) \cdot (B_1 + 2 \cdot 1.5) = 2.356 \times 10^3 \quad a_r := 6$$

$$L_{1r} := \frac{2 \cdot S_1}{a_r} = 785.4 \quad \sqrt{S_1} = 48.541$$

$$m_{A1} := \frac{A_1}{a_r} = 11.4 \quad m_{B1} := \frac{B_1}{a_r} = 5$$

$$m_1 := \frac{L_{1r}}{2 \cdot \sqrt{S_1}} - 1 = 7.09 \quad m_1 := 8$$

$$L_{1r.расч} := 2 \cdot \sqrt{S_1} \cdot (m_1 + 1) = 873.733 \quad a_B := 6 \quad l_B := 5$$

$$n_{B1} := \frac{4 \cdot \sqrt{S_1}}{a_B} - 1 = 31.36 \quad n_{B1} := 25$$

$$h_{1э} := l_B + 2 = 7$$

$$h_1 := 6 \quad \rho_1 := 30 \quad \frac{l_B}{\sqrt{S_1}} = 0.103$$

$$h_2 := 8 \quad \rho_2 := 70$$

$$\rho_{эКВ} := \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}} = 22.273$$

$$A_S := 0.4$$

$$R_{CT1} := \rho_{эКВ} \cdot \left(\frac{A_S}{\sqrt{S_1}} + \frac{1}{L_{1r} + n_{B1} \cdot l_B} \right) = 0.208 \quad I_M := 65$$

$$\alpha_{и} := \sqrt{\frac{1500 \sqrt{S_1}}{(\rho_{эКВ} + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 1.391$$

$$R_{и1} := R_{CT1} \cdot \alpha_{и} = 0.289$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет заземления и молниезащиты подстанции

Расчет молниезащиты ПС:

$$h_{\text{ЛП}} := h_c = 11 \quad h := 24$$

$$h_{\text{эф}} := 0.85 \cdot h = 20.4$$

$$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 25.248$$

$$h_x := h_{\text{ЛП}}$$

$$r_x := \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) \cdot r_0 = 11.634 \quad d := 2r_x = 23.268$$

$$L_{12} := 37$$

$$h_{\text{сх}} := h_{\text{эф}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h\right) \cdot (L_{12} - h) = 18.096$$

$$r_{\text{с0}} := r_0 = 25.248$$

$$r_{\text{сх}} := r_{\text{с0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{сх}} - h_x}{h_{\text{сх}}}\right) = 9.901$$

$$r_{\text{схЛП}} := r_{\text{с0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{сх}} - h_{\text{ЛП}}}{h_{\text{сх}}}\right) = 9.901$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Экономический расчет в ПВК MathCad 15

Экономический расчет вариант 1

Расчет капиталовложений

$$k_{\text{и}} := 4.61 \qquad T_{\text{max}} := 4000$$

$$K_{\text{ру}} := (7000 \cdot 10^3 \cdot 2 + 160 \cdot 10^3 \cdot 3) \cdot k_{\text{и}} = 6.675 \text{ руб}^7$$

$$K_{\text{тр110}} := (2.4100 \cdot 10^3) \cdot k_{\text{и}} = 3.78 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$K_{\text{пост}} := 11000 \cdot 10^3 \cdot k_{\text{и}} = 5.071 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{ру}} + K_{\text{тр110}} + K_{\text{пост}} = 1.553 \times 10^8 \text{ руб}$$

$$K_{\text{кл}} := 2.2.97.363.4 \cdot 10^3 + 1000 \cdot (2.2970) = 8.099 \times 10^6 \text{ руб}$$

$$K := K_{\text{кл}} + K_{\text{пс}} = 1.634 \times 10^8 \text{ руб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

$$I_{\text{АМ}} := \frac{K}{20} = 8.168 \times 10^6 \text{ руб}$$

$$\alpha_{\text{эквл}} := 0.0085$$

$$\alpha_{\text{экпс}} := 0.05$$

$$I_{\text{ЭКС}} := \alpha_{\text{эквл}} \cdot K_{\text{кл}} + \alpha_{\text{экпс}} \cdot K_{\text{пс}} = 7.832 \times 10^6 \text{ руб}$$

Потери в трансформаторах

ТДТН-10000/110/35

$$R_{\text{тр.110xfz}} := 5 \quad X_{\text{тр.110xfz}} := 142.2$$

$$Z_{\text{тр.110xfz}} := R_{\text{тр.110xfz}} + X_{\text{тр.110xfz}} \cdot i = 5 + 142.2i$$

$$Z_{\text{тр.110xfz}} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр.110xfz}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр.110xfz}})^2} = 142.288$$

Потери мощности при ХХ

$$\Delta P_{\text{xx.110xfz}} := 17 \cdot 10^{-3} \text{ МВт} \qquad \Delta Q_{\text{xx.110xfz}} := 110 \cdot 10^{-3} \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{\text{xx.110xfz}} := \Delta P_{\text{xx.110xfz}} + \Delta Q_{\text{xx.110xfz}} \cdot i = 0.017 + 0.1 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\text{xx.110xfz}} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{\text{xx.110xfz}})^2 + \text{Im}(\Delta S_{\text{xx.110xfz}})^2} = \text{МВА1}$$

$$U_{\text{ном}} := 110 \text{ кВ} \quad P_{\text{А.эф}} := 1.553 \text{ МВт} \quad P_{\text{Б.эф}} := 8.167 \text{ МВт}$$

$$T_{\text{год}} := 876 \text{ ч} \quad Q_{\text{А.эф}} := 25 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{Б.эф}} := 4.6$$

$$\Delta W_{\text{тра}} := 2 \cdot \Delta S_{\text{xx.110xfz}} \cdot T_{\text{год}} + \left[\frac{(P_{\text{А.эф}}^2 + Q_{\text{А.эф}}^2) \cdot \frac{Z_{\text{тр.110xfz}} \cdot T_{\text{max}}}{2}}{U_{\text{ном}}^2} \right] = 16705.96 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

ТДН-10000/110

$$R_{\text{тр.110с}} := 7.95 \quad X_{\text{тр.110с}} := 139$$

$$Z_{\text{тр.110с}} := R_{\text{тр.110с}} + X_{\text{тр.110с}} \cdot i = 7.95 + 139i$$

$$|Z_{\text{тр.110с}}| := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр.110с}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр.110с}})^2} = 139.227$$

Потери мощности при ХХ

$$\Delta P_{\text{xx.110с}} := 14 \cdot 10^{-3} \text{ МВт} \quad \Delta Q_{\text{xx.110с}} := 70 \cdot 10^{-3} \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{\text{xx.110с}} := \Delta P_{\text{xx.110с}} + \Delta Q_{\text{xx.110с}} \cdot i = 0.014 + 0.07i \text{ МВА}$$

$$|\Delta S_{\text{xx.110с}}| := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{\text{xx.110с}})^2 + \text{Im}(\Delta S_{\text{xx.110с}})^2} = 0 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{ном}} := 110 \text{ кВ}$$

$$\Delta W_{\text{трБ}} := 2 \cdot \Delta S_{\text{xx.110с}} \cdot T_{\text{год}} + \left[\frac{\left(P_{\text{Б.эф}}^2 + Q_{\text{Б.эф}}^2 \right) \cdot \frac{Z_{\text{тр.110с}}}{2} \cdot T_{\text{max}}}{U_{\text{ном}}^2} \right] = 3971.9 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{трА}} = 1.671 \times 10^4 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$P_{\text{ГРЭС_Хфз}} := 52 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Хфз_Центр}} := 9 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{Т}\Sigma} := \Delta W_{\text{трА}} + \Delta W_{\text{трБ}}$$

$$Q_{\text{ГРЭС_Хфз}} := 25$$

$$Q_{\text{Хфз_Центр}} := 4.4 \text{ Мвар}$$

$$\Delta W_{\text{Т}\Sigma} = 2.068 \times 10^4 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери в КЛ

$$R_{\text{удГРЭС_А}} := 0.198 \quad R_{\text{удА_Б}} := 0.164$$

$$\Delta W_{\text{ГРЭС_А}} := \frac{\left(P_{\text{ГРЭС_Хфз}}^2 + Q_{\text{ГРЭС_Хфз}}^2 \right)}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{удГРЭС_А}} \cdot 2.97 \cdot T_{\text{max}} \cdot 10^{-3} = 0.647 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{А_Б}} := \frac{\left(P_{\text{Хфз_Центр}}^2 + Q_{\text{Хфз_Центр}}^2 \right)}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{удА_Б}} \cdot 2.97 \cdot T_{\text{max}} \cdot 10^{-3} = 0.017 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ

$$\Delta W_{\text{H}\Sigma} := \Delta W_{\text{ГРЭС_А}} + \Delta W_{\text{А_Б}} = 0.664 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W := \Delta W_{\text{H}\Sigma} + \Delta W_{\text{Т}\Sigma} = 2.068 \times 10^4 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W := \Delta W \cdot 10^3 = 2.068 \times 10^7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$c_0 := 2.08 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 43011496.46 \quad \text{руб}$$

$$I := I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W} = 5.901 \times 10^7 \quad \text{руб}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$Z_1 := 0.1 \cdot K + I = 7.535 \times 10^7 \quad \text{руб}$$

Экономический расчет вариант №2

Расчет капиталовложений

$$k_{\text{И}} := 4.61$$

$$K_{\text{ру}} := (2 \cdot 2000 \cdot 10^3 + 160 \cdot 10^3 \cdot 3) \cdot k_{\text{И}} = 2.065 \times 10^7 \quad \text{руб}$$

$$K_{\text{тр35}} := (2 \cdot 2800 \cdot 10^3 + 2 \cdot 5000 \cdot 10^3) \cdot k_{\text{И}} = 7.192 \times 10^7 \quad \text{руб}$$

$$K_{\text{пост}} := (2 \cdot 5000 \cdot 10^3) \cdot k_{\text{И}} = 4.61 \times 10^7 \quad \text{руб}$$

$$K_{\text{кв}} := K_{\text{ру}} + K_{\text{тр35}} + K_{\text{пост}} = 1.387 \times 10^8 \quad \text{руб}$$

$$K_{\text{кл}} := 2 \cdot 0.5 \cdot 556.7 \cdot 10^3 + 1000 \cdot (2 \cdot 500) = 1.557 \times 10^6 \quad \text{руб}$$

$$K := K_{\text{кв}} + K_{\text{кл}} = 1.402 \times 10^8 \quad \text{руб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

$$I_{\text{АМ}} := \frac{K}{20} = 7.011 \times 10^6 \quad \text{руб}$$

$$\alpha_{\text{ЭКСВЛ}} := 0.0085$$

$$\alpha_{\text{ЭКСП}} := 0.05$$

$$I_{\text{ЭКС}} := \alpha_{\text{ЭКСВЛ}} \cdot K_{\text{кв}} + \alpha_{\text{ЭКСП}} \cdot K_{\text{пс}} = 6.947 \times 10^6 \quad \text{руб}$$

ТРДНС - 25000/35/6

$$R_{\text{тр.35п}} := 0.25 \quad X_{\text{тр.35п}} := 5.1$$

$$Z_{\text{тр.35п}} := R_{\text{тр.35п}} + X_{\text{тр.35п}} \cdot i = 0.25 + 5.1i$$

$$\text{Потери мощности при ХХ} \quad Z_{\text{тр.35п}} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр.35п}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр.35п}})^2} = 5.106$$

$$\Delta P_{\text{ХХ.35п}} := 25 \cdot 10^{-3} \quad \text{МВт} \quad \Delta Q_{\text{ХХ.35п}} := 125 \cdot 10^{-3} \quad \text{Мвар}$$

$$\Delta S_{\text{ХХ.35п}} := \Delta P_{\text{ХХ.35п}} + \Delta Q_{\text{ХХ.35п}} \cdot i = 0.025 + 0.125i \quad \text{МВА}$$

$$\Delta S_{\text{ХХ.35п}} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{\text{ХХ.35п}})^2 + \text{Im}(\Delta S_{\text{ХХ.35п}})^2} = 0.12 \quad \text{МВА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

Потери в трансформаторах

ТМН - 10000/35/6

$$R_{\text{тр.35с}} := 0.88 \quad X_{\text{тр.35с}} := 10.1$$

$$Z_{\text{тр.35с}} := R_{\text{тр.35с}} + X_{\text{тр.35с}} \cdot i = 0.88 + 10.1i$$

Потери мощности при XX $Z_{\text{тр.35с}} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр.35с}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр.35с}})^2} = 10.138$

$$\Delta P_{\text{xx.35с}} := 14.5 \cdot 10^{-3} \text{ МВт} \quad \Delta Q_{\text{xx.35с}} := 80 \cdot 10^{-3} \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_{\text{xx.35с}} := \Delta P_{\text{xx.35с}} + \Delta Q_{\text{xx.35с}} \cdot i = 0.015 + 0.0i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\text{тр.35с}} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{\text{xx.35с}})^2 + \text{Im}(\Delta S_{\text{xx.35с}})^2} = 0.081 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{ном}} := 35 \text{ кВ}$$

$$T_{\text{год}} := 8760 \text{ ч}$$

$$P_{\text{Па.эф}} := 17.51 \text{ МВт} \quad P_{\text{Центр.эф}} := 9.391 \text{ МВт} \quad Q_{\text{Па.эф}} := 18.95 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{Центр.эф}} := 4.4 \text{ Мвар}$$

$$\Delta W_{\text{трА}} := 2 \cdot \Delta S_{\text{xx.35с}} \cdot T_{\text{год}} + \left[\frac{(P_{\text{Па.эф}}^2 + Q_{\text{Па.эф}}^2)}{U_{\text{ном}}^2} \right] \cdot \left(\frac{Z_{\text{тр.35с}}}{2} \cdot T_{\text{max}} \right) = 7783.02 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{трА}} = 7.783 \times 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{трБ}} := 2 \cdot \Delta S_{\text{xx.35с}} \cdot T_{\text{год}} + \left[\frac{(P_{\text{Центр.эф}}^2 + Q_{\text{Центр.эф}}^2) \cdot \frac{Z_{\text{тр.35с}}}{2} \cdot T_{\text{max}}}{U_{\text{ном}}^2} \right] = 3204.65 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{трБ}} = 3.205 \times 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{\text{Т}\Sigma} := \Delta W_{\text{трА}} + \Delta W_{\text{трБ}}$$

$$\Delta W_{\text{Т}\Sigma} = 1.099 \times 10^4 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

Потери в ВЛ и КЛ

$$P_{\text{ГРЭС_Па}} := 36.03 \text{ МВт} \quad P_{\text{Па_8}} := 18.35 \text{ МВт} \quad P_{\text{8_Центр}} := 9.391 \text{ МВт} \quad r_{0.240.35} := 0.12$$

$$Q_{\text{ГРЭС_Па}} := 18.4 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{Па_8}} := 9.05 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{8_Центр}} := 4.4 \text{ Мвар} \quad r_{0_КЛ95} := 0.32$$

$$r_{0.95.35} := 0.306$$

$$\Delta W_{\text{ГРЭС_Па}} := \frac{P_{\text{ГРЭС_Па}}^2 + Q_{\text{ГРЭС_Па}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{r_{0.240.35}}{2} \cdot 0.5 \cdot T_{\text{max}} \cdot 10^{-3} = 0.16 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{Па_8}} := \frac{P_{\text{Па_8}}^2 + Q_{\text{Па_8}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{r_{0.95.35}}{2} \cdot 0.5 \cdot T_{\text{max}} \cdot 10^{-3} = 0.105 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{8_Центр}} := \frac{P_{\text{8_Центр}}^2 + Q_{\text{8_Центр}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{r_{0_КЛ95}}{2} \cdot 0.5 \cdot T_{\text{max}} \cdot 10^{-3} = 0.028 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ и КЛ

$$\Delta W_{\text{H}\Sigma} := \Delta W_{\text{ГРЭС_Па}} + \Delta W_{\text{Па_8}} + \Delta W_{\text{8_Центр}} = 0.293 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W := \Delta W_{\text{H}\Sigma} + \Delta W_{\text{T}\Sigma} = 1.099 \times 10^4 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W := \Delta W \cdot 10^3 = 1.099 \times 10^7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$c_0 := 2.08 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 22854956.094 \text{ руб}$$

$$I := I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W} = 3.681 \times 10^7 \text{ руб}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$Z_2 := 0.1 \cdot K + I = 5.084 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$\varepsilon := \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100 = 32.533$$

Расчет ЧДД

$$K := 58.91$$

$$T_{\text{СТРОИТ}} := 4$$

$$K_{\text{ГОД}} := \frac{K}{T_{\text{СТРОИТ}}} = 14.727 \text{ млрд.руб.}$$

$$P_{\text{max}} := 1340000 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{min}} := 670000 \text{ кВт}$$

$$T_{\text{max}} := 6000 \text{ ч}$$

$$I := 5.247 \text{ млрд.руб.}$$

$$I_{\text{ам}} := 2.945 \text{ млрд.руб.}$$

$$I_{\text{ГОД}} := \frac{I}{20} = 0.262 \text{ млрд.руб.}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$T_{\min} := 2760 \quad \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} := P_{\max} \cdot T_{\max} + P_{\min} \cdot T_{\min} = 9.889 \times 10^9 \quad (\text{кВт}\cdot\text{ч})$$

$$D := \frac{(\mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot 2.655)}{10^9} = 26.256 \quad \text{млрд.руб.}$$

$$z_1 := (-K_{\text{год}} - I_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-1} = -17.67 \qquad z_{11} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-11} = 8$$

$$z_2 := (-K_{\text{год}} - I_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = -16.066 \qquad z_{12} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-12} = 7$$

$$z_3 := (-K_{\text{год}} - I_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = -15 \qquad z_{13} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-13} = 7$$

$$z_4 := (-K_{\text{год}} - I_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = -13 \qquad z_{14} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-14} = 6$$

$$z_5 := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = 14 \qquad z_{15} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-15} = 6$$

$$z_6 := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 13 \qquad z_{16} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-16} = 5$$

$$z_7 := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 12 \qquad z_{17} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-17} = 5$$

$$z_8 := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 11 \qquad z_{18} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-18} = 4$$

$$z_9 := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 10 \qquad z_{19} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-19} = 4$$

$$z_{10} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 9 \qquad z_{20} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-20} = 3$$

$$\text{ЧДД} := z_1 + z_2 + z_3 + z_4 + z_5 + z_6 + z_7 + z_8 + z_9 + z_{10} + z_{11} \dots = 61.87 \\ + z_{12} + z_{13} + z_{14} + z_{15} + z_{16} + z_{17} + z_{18} + z_{19} + z_{20}$$