

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

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей Приморского края напряжением 110-220 кВ в связи с увеличением нагрузки подстанции Сибирцево-тяговая

Исполнитель

студент группы 742 - об2

(подпись, дата)

Е.Д. Защитников

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.А. Казакул

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__

г. _____

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____ Защитнкова Егора
Дмитриевича _____

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей Приморского края напряжением 110-220 кВ, в связи с увеличением нагрузки подстанции Сибирцево-тяговая _____

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Исходные данные к выпускной квалификационной работе: результаты зимнего контрольного замера 2020 года, однолинейная схема сети, карта схемы, материалы преддипломной практики _____

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

Характеристика района проектирования эл-й сети, характеристика эл-х режимов рассматриваемого района, выбор варианта сети, расчет режимов, выбор оптимального варианта конфигурации эл-ой сети, расчет ТКЗ, выбор оборудования, релейная защита и автоматика, молниезащита и заземление, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 18 рисунков, 38 таблиц, 6 приложений, 49 источников, 6 листов графической части.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность А.Б.Булгаков, доцент, канд. техн. наук _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., докт. техн. наук, профессор
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

ВКР содержит 121 страницу, 18 рисунков, 38 таблицы, 6 приложений, 49 источников.

МОЩНОСТЬ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ, ТРАНСФОРМАТОРЫ, СХЕМЫ ПОДСТАНЦИЙ, ТОКИ КЗ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЖИМЫ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ОКУПАЕМОСТЬ.

Электроэнергетика является одной из главных базовых отраслей промышленности Российской Федерации. От ее уровня развития зависит народное хозяйство страны, а также уровень развития в стране научно-технического прогресса.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня (качества) проектно-конструкторских работ, использование и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, внедрение микропроцессорных систем телемеханики, релейной защиты и автоматики, волоконно-оптических линий связи, уменьшение непроизводительных расходов на выработку, передачу и распределение электроэнергии.

Кроме этого энергетические объекты должны удовлетворять требованиям техники безопасности и экологичности, а также обладать средствами для обнаружения, локализации и ликвидации последствий возможных чрезвычайных ситуаций.

Данный дипломный проект рассматривает реконструкцию электрических сетей Приморского края напряжением 110-220 кВ, в связи с увеличением нагрузки подстанции Сибирцево-тяговая

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	4
Введение	5
1. Анализ электрической сети напряжением 110-220 кВ Приморского края	7
1.1 Климатическая характеристика и характеристика рельефа района проектирования	7
1.2 Характеристика источников питания района проектирования	9
1.3 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей	14
2. Разработка и обоснование вариантов реконструкции	31
3. Технико-экономическое сравнение вариантов	34
3.1 Устанавливаемое оборудование	34
3.2 Определение капитальных вложений в сеть	35
3.3 Расчет амортизационных отчислений	36
4. Расчет токов короткого замыкания	39
5. Выбор высоковольтного оборудования	47
5.1 Разработка однолинейной схемы подстанции	47
5.2 Конструктивное исполнение ПС	47
5.3 Выбор и проверка выключателей	48
5.4 Выбор и проверка разъединителей	50
5.5 Выбор и проверка гибких шин	53
5.6 Выбор жестких шин	55
5.7 Выбор трансформаторов тока	56
5.8 Выбор трансформаторов напряжения	60
5.9 Выбор опорных изоляторов	63
6. Перенапряжение	67
6.1 Грозоупорность воздушных линий электропередач «Сибирцево-тяговая»	67
6.2 Молниезащита ОРУ 110 кВ	73
6.3 Определение параметров контура заземления	75
7. Релейная защита	79
7.1 Выбор защит линий	79
7.2 Выбор защит силового трансформатора	82
8. Безопасность и экологичность	87
8.1 Безопасность	87
8.2 Экологичность	89
8.3 Чрезвычайные ситуации	97
Заключение	101
Библиографический список	102
Приложения	108

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- БАВР – быстродействующий ВР;
- ВЛ – воздушная линия;
- ГПП – главная понизительная подстанция;
- ГРУ – генераторное распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КУ – компенсирующее устройство;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- ТТ – трансформатор тока;
- ЦРП – центральная распределительная подстанция;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является одной из главных базовых отраслей промышленности Российской Федерации. От ее уровня развития зависит народное хозяйство страны, а также уровень развития в стране научно-технического прогресса.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня (качества) проектно-конструкторских работ, использование и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, внедрение микропроцессорных систем телемеханики, релейной защиты и автоматики, волоконно-оптических линий связи, уменьшение непроизводительных расходов на выработку, передачу и распределение электроэнергии.

Кроме этого энергетические объекты должны удовлетворять требованиям техники безопасности и экологичности, а также обладать средствами для обнаружения, локализации и ликвидации последствий возможных чрезвычайных ситуаций.

В данной работе проводится анализ пропускной способности линии в связи увеличивающейся нагрузки на подстанции Сибирцево-тяговая.

Разработка оптимальной схемы подключения включает в себя комплекс различных мер и технических решений, позволяющих снизить потери электроэнергии в сети и повысить ее надёжность электроснабжения потребителей электрической сети.

Целью работы, заключается в том, чтобы, провести анализ ВЛ и оценить на сколько допустима нагрузка линии, также экономически выгодной схемы модернизации на основе инновационных технологий, способной обеспечить надёжное и качественное электроснабжение ПС Сибирцево-тяговая.

Для выполнения цели, в данной работе поставлены и решены следующие задачи:

- расчет нормального и послеаварийного установившегося режима с учетом прогноза электрических нагрузок;
- оценка пропускной способности воздушной линии электропередачи;
- предложение вариантов по решению проблем на участке сети ;

Проект разработан в операционной системе Windows 7 с использованием: Microsoft Office Word 2013г., Microsoft Office Visio 2013 г, Microsoft Office Excel 2013г, MathType 6.1 Equation, Mathcad 14.0, ПВК RastrWin 3.

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 кВ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

1.1 Климатическая характеристика и характеристика рельефа района проектирования

Рассматриваемая сеть находится на юге центральной части Приморского края в Черниговском округе. 10 Черниговский район — единица и муниципальное образование в Приморском крае России.

Черниговский район находится на юге центральной части Приморского края, занимает юго-восточную часть Приханкайской равнины и часть южных отрогов Синего хребта. Высшая точка — 857 м. Площадь — 1870 км². На севере и северо-востоке граничит со Спасским, на востоке — с Анучинским, на юге — с Михайловским, на западе и северо-западе — с Хорольским районами. На севере имеет выход к озеру Ханка. Основные реки: Илистая, Черниговка, Медведица, Дмитриевка, Скотская, Монастырка

Климат Приморского края умеренный муссонный. Зима сухая и холодная с ясной погодой. Весна достаточно долгая, холодная, с резкими перепадами температуры. Лето тёплое и влажное, на летний период приходится максимальное количество осадков. Осень, в основном, тёплая, сухая, с ясной погодой. Летом преобладают южные ветра с Тихого океана, а зимой северные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов. Основная особенность края – летом обильные осадки и туман. Лето — время тайфунов, эти тропические циклоны повторяются каждый год, нанося порой огромный ущерб инфраструктуре края и сельскому хозяйству. Средняя годовая температура от $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$ в северной части Сихотэ-Алиня до $+7\text{ }^{\circ}\text{C}$ на побережье Хасанского района, в Находке и её окрестностях. Средняя температура августа $+17\dots+22\text{ }^{\circ}\text{C}$ По годовому количеству осадков Приморский край мало чем отличается от большинства других областей России. Однако в некоторые времена колебание годовых сумм осадков по

краю происходит в достаточно больших пределах. Так, на восточном побережье края наибольшее количество осадков за год может достигать 800 мм, а наименьшее - 300 мм; в центральных горно-долинных районах - соответственно 1000 и 400 мм; на Приханкайской равнине - 800 и 380 мм; на южном побережье края - 1200 и 450 мм. Таким образом, наряду с чрезвычайно дождливыми в Приморском крае бывают и засушливые годы [9].

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по ветру	V
Район по гололеду	IV
Нормативный скоростной напор ветра, Па	1000
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 10 до 20
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Температуры воздуха:	
Минимальная, °С	-27
Максимальная, °С	+37
Среднегодовая, °С	+6

По характеру рельефа в Приморском крае в основном преобладают горы. Лишь около двадцати процентов его территории приходится на низменные межгорные впадины и долины рек. Самая большая низина - УссурийскоХанкайская. Она полукругом окружает с юга озеро Ханку и

длинным языком уходит на север по долине реки Уссури. Почти вся оставшаяся территория Приморья занята хребтами горной страны Сихотэ-Алинь, северные отроги которых уходят далеко на территорию Хабаровского края, к устью Амура. Общее простирание хребтов совпадает с направлением береговой линии Японского моря [11].

1.2 Характеристика источников питания района проектирования

Энергетическая система (ЭС) Приморского края работает в структуре Объединенной энергетической системы (ОЭС) Востока, в состав которой помимо энергосистемы Приморского края входят энергосистема Амурской области, энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области и ЮжноЯкутского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия).

В энергосистему Приморского края включены: филиалы АО «Дальневосточная генерирующая компания» (ДГК) — «Приморская генерация», филиал ПАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ФСК ЕЭС) — «Приморское предприятие магистральных сетей», филиал АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (СО ЕЭС) — «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Приморского края», филиал АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (ДРСК) — «Приморские электрические сети», филиал ПАО «Дальневосточная энергетическая компания» (ДЭК) — «Дальэнергосбыт», АО «Дальневосточная энергоуправляющая компания».

Приморские электрические сети территориально делятся на 4 района: Северные, Западные, Центральные и Южные. Рассматриваемая сеть относится к территории Южных электрических сетей. Основные источники питания Приморских южных электрических сетей (ПЮЭС): Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ, Приморская ГРЭС, Партизанская ГРЭС. Поставка электрической энергии происходит по сети 500 кВ от Амурской энергосистемы, распределение электроэнергии потребителям осуществляется

по сетям 6-10-35-110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» и сетей 220кВ ПАО «ФСК ЕЭС».

Артёмовская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 400 МВт, тепловая мощность — 297 Гкал/час. Станция работает по тепловому графику с конденсационной догрузкой в летний период. Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используются каменные и бурые угли месторождений Приморского края и угли других регионов. Генерирующее оборудование станции включает 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт:

- турбоагрегат № 5 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100;
- турбоагрегат № 6 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100 [12];
- турбоагрегат № 7 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100;
- турбоагрегат № 8 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100.

Пар для турбин вырабатывается восьмью котлоагрегатами БКЗ-220-100ф производительностью 220 тонн пара в час каждый. Система охлаждения обратная с градирнями, для водоснабжения станции используется водозаборный узел на реке Артёмовке. Выдача электроэнергии и мощности станции в энергосистему производится через ОРУ напряжением 220, 110 и 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

- КВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ —Аэропорт;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — Владивостокская ТЭЦ-2;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ —Береговая-2;

- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ —Уссурийск-1;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ —Смоляниново/т;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ —Муравейка;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ —Промузел;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ —Западная —Кролевцы — ПС Штыково (2 цепи);
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ —Шахтовая;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ —Птицефабрика;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — Мебельная фабрика;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — Шкотово;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — Суражевка.

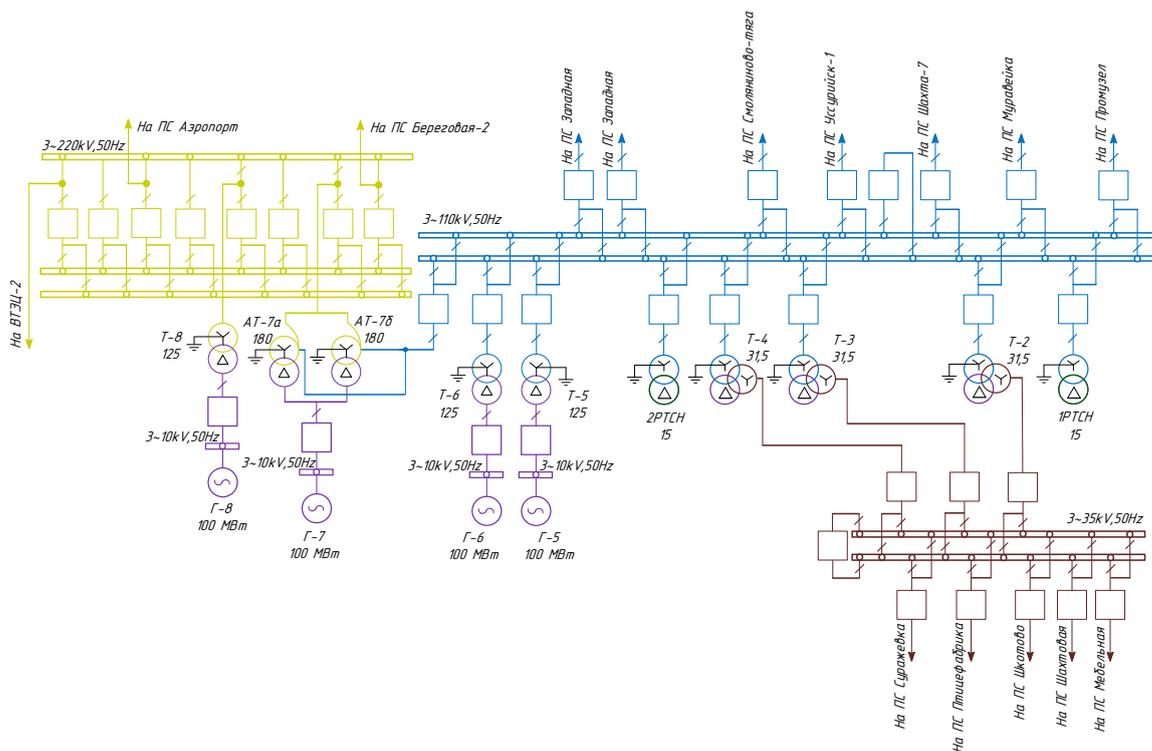


Рисунок 1 – Электрическая схема Артёмовской ТЭЦ

Владивостокская ТЭЦ-2 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Установленная мощность электростанции - 497 МВт, тепловая

мощность - 1051 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используется в основном природный газ, в меньшей степени бурый уголь.

Генерирующее оборудование станции включает в себя:

- турбоагрегат № 1 мощностью 80 МВт, в составе турбины Р-80-115 с генератором ТВФ-100-2, введен в 1970 году;
- турбоагрегат № 2 мощностью 98 МВт, в составе турбины Т-98-115 с генератором ТВФ-120-2, введен в 1970 году;
- турбоагрегат № 3 мощностью 105 МВт, в составе турбины Т-105-115 с генератором ТВФ-120-2, введен в 1972 году;
- турбоагрегат № 4 мощностью 109 МВт, в составе турбины Т-109-116 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введен в 1975 году;
- турбоагрегат № 5 мощностью 50 МВт, в составе турбины ПР-50(60)-115/13/1,2 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введен в 1978 году;
- турбоагрегат № 6 мощностью 55 МВт, в составе турбины ПТ-155-115/13 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введен в 1984 году.

Пар для турбин вырабатывают 14 котлоагрегатов Е-210-140 производительностью 210 тонн в час каждый. Выдача электроэнергии в энергосистему ОРУ 220 кВ и ЗРУ 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — Артёмовская ТЭЦ;
- КВЛ 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — Зелёный угол;
- ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — Голдобин с отпайками на Загородная и ПС Улисс;
- ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — Патрокл;
- ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — А, 2 цепи;
- КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — Орлиная с отпайкой на Голубинка;

- КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Залив с отпайкой на Голубинка.

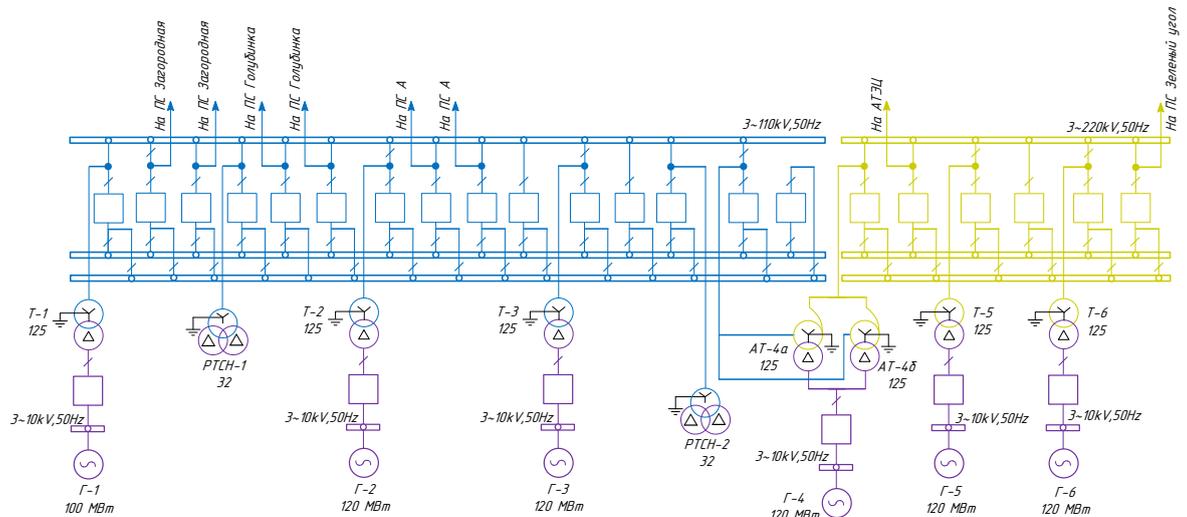


Рисунок 2 – Электрическая схема Владивостокской ТЭЦ-2

Помимо данных электростанций, Черниговский район проектирования связан двумя линиями с ПС 500 кВ Владивосток:

- ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна;
- ВЛ 220 кВ Владивосток – Зеленый Угол.

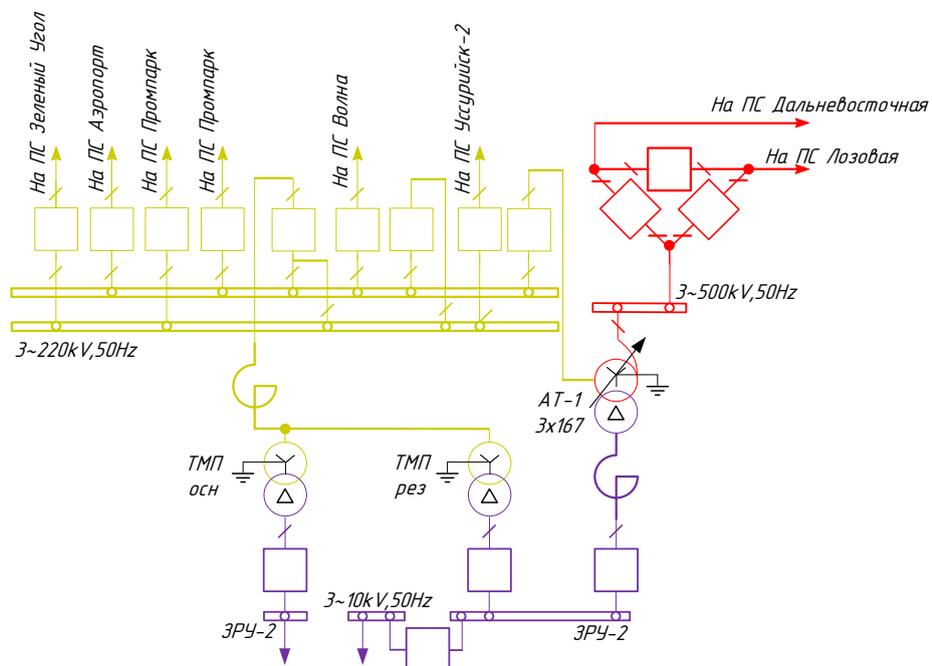


Рисунок 3 – Электрическая схема ПС 500 кВ Владивосток

Приморская ГРЭС представляют собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 1467 МВт, тепловая мощность — 13 237 Гкал/час. Станция работает по конденсационному графику с попутной выработкой тепла. Проектное топливо — бурый уголь марки 1 БР Бикинского буроугольного месторождения, фактически кроме него также используются угли других месторождений. Станция находится в непосредственной близости от Лучегорского угольного разреза и состоит с ним в едином хозяйственном комплексе.

Приморская ГРЭС построена по блочной схеме. Основное оборудование электростанции:

- Два дубльблока. № 1 мощностью по 110 МВт, каждый состоит из турбины К-110-90-7, турбогенератора ТВФ-120-2 и двух котлоагрегатов БКЗ-220-100Ф. Работают на давлении пара 90 атм.

- Два дубльблока № 3 мощностью по 96 МВт, каждый состоит из турбины Т-96/110-90, турбогенератора ТВФ-120-2 и двух котлоагрегатов БКЗ-220-100Ф. Работают на давлении пара 90 атм.

- Четыре моноблока № 5 мощностью по 210 МВт, каждый состоит из турбины К-210-130-3, турбогенератора ТГВ-200-2МУ-3 и котлоагрегата БКЗ-670-140Ф. Работают на давлении пара 130 атм.

- Один моноблок № 9 мощностью 215 МВт, состоит из турбины К-215-130-1, турбогенератора ТГВ-200-2М, котлоагрегата БКЗ-670-140Ф. Работает на давлении пара 130 атм [11].

1.3 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей

Рассмотрим в качестве эквивалента участок сети прилегающий к подстанции Сибирцево-тяговая, чтобы оценить пропускную способность линии. Выбрана одна подстанции с высшим классом напряжения 500 кВ: ПС Дальневосточная, две подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ: ПС

Ар сеньев 2; Уссурийск 2, и следующие подстанции с номинальным напряжением 110 кВ:

1. ПС Реттиховка;
2. ПС М;
3. ПС Сибирцево/т;
4. ПС Ярославка;
5. ПС Павловка 1.

Данные подстанции образуют кольцо, ПС Дальневосточная и ПС Уссурийск 2 связаны двухцепной линией.

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки установленных на них трансформаторов.

Таблица 2 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
ПС Дальневосточная Узловая	Узловая
ПС Арсеньев 2	Узловая
ПС Уссурийск 2	Узловая
ПС Реттиховка	Проходная
ПС М	Проходная
ПС Сибирцево/т	Проходная
ПС Ярославка	Узловая
ПС Павловка 1	Проходная

Таблица 3 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
ПС Реттиховка	Два блока линия-трансформатор (4Н)
ПС М и	Два блока линия-трансформатор (4Н)
ПС Сибирцево/т	Мостик (5АН)
ПС Ярославка	Две рабочие системы шин (13)

ПС Павловка 1	Два блока линия-трансформатор (4Н)	
ПС Уссурийск 2	220	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
	110	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Арсеньев 2	220	Мостик (5АН)
	110	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Дальневосточная	500	Четырехугольник(7)
	220	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)

Таблица 4 – Количество и марки установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
ПС Дальневосточная	6 x АОДЦТН-167000/500/220/10
ПС Арсеньев 2	2 x АДЦТН-125000/220/110/10.5
ПС Уссурийск 2	3 x АДЦТН-125000/220/110/10.5
ПС Ретиховка	2 x ТМН-6300/110
ПС М	2 x ТДТН-10000/110
ПС Сибирцево/г	2 x ТДТНЖ-40000/110
ПС Ярославка	2 x ТДТН-40000/110
ПС Павловка 1	2 x ТДТН-10000/110

Таблица 5 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
Дальневосточная – Арсеньев 2	220	АС-240	75.71 ВЛ	
Дальневосточная – Уссурийск 2		47.7 ВЛ		

Дальневосточная – Уссурийск 2		67.8 ВЛ		
Арсеньев 2 – Реттиховка	110	АС-150	41.99 ВЛ	
Реттиховка – М		АС-150	33.76 ВЛ	
М- Сибирцево/т		АС-240	6.65 ВЛ	
Сибирцево/т – Ярославка АС-150		15.36 ВЛ		
Ярославка – Павловка 1 АС-150		19.1 ВЛ		
Павловка 1– Уссурийск 2 АС-95		37.22 ВЛ		

Таблица 6 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{НОМ} , кВ	Суммарная протяженность, км
220	191.21
110	154.08

Таблица 7 – Интервальная оценка сечений

U _{НОМ} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
220	АС-300	47.7
	АСО-300	67.8
	АС-240	75.71
110	АС-240	6.65
	АС-150	110.21
	АС-95	37.22

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 110 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети.

Сильными связями обладают узловые подстанции Дальневосточная, Арсеньев 2, Уссурийск 2, Ярославка, которые имеют не менее четырех связных элементов. Всего в рассматриваемом районе 8 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность

имеют линии, выполненные сечением, АС-240.

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [12].

Для расчёта режимов использовался ПК «RastrWin». В качестве исходных данных использовались:

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Приморских электрических сетей, зимний режим 2019 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Приморского РДУ 08.06.2019 г;
- Схема потокораспределения Приморских электрических сетей за 16.12.2019 г.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118.-2003 расчёт режимов следует осуществлять [2]:

- Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;
- точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{базN} \cdot (1 + \varepsilon), \quad (1)$$

где $P^{баз}$ – базовая средняя мощность;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2014-2020 гг.;

N – срок выполнения прогноза, для распределительных сетей принимается равным 5 лет.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Ярославка.

$$P_{Ярос.}^{prog} = 32.5 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 38 \text{ МВт};$$

$$Q_{Ярос.}^{prog} = 16 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 18 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

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

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчёты режимов проводился в специализированном ПВК RastrWin 3.

лирование существующего участка электрической сети Моделирование участка действующей электрической сети производится
Моде

в ПК RastrWin 3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами, соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную.

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_нQ_н	P_гQ_г	rV_здQ_г	n	Q_п	x	V	dV						Delta
База1	Дальневосточная	500 кВ500			240				22,4	613,8		263	500	200	200	500		
Нагр2	Дальневосточная	H1	500													486,35	-2,73	-2,67
Нагр3	Дальневосточная	H2	500													486,35	-2,73	-2,67
Нагр4	Дальневосточная	220 кВ220			26,6				61,6							236,39	7,45	2,66
Ген5	Дальневосточная	10 кВ10										120,3	10,5	200	200	10,5	-2,71	
Нагр6	Арсеньев 2	220 кВ220									96,1	10,9				229,07	4,12	-3,84
Нагр7	Арсеньев 2	H1	220													222,78	1,27	-8,5
Нагр8	Арсеньев 2	H2	220													222,78	1,27	-8,5
Нагр9	Арсеньев 2	110 кВ110					82,6	23,6								115,77	5,24	-8,49
Нагр10	Арсеньев 2	10 кВ10														10,63	1,25	-8,5
Нагр11	Уссурийск 2	220 кВ220					5	54,4								221,37	0,62	-5,91
Нагр12	Уссурийск 2	H1	220													208,96	5,02	-12,94
Нагр13	Уссурийск 2	H2	220													208,96	5,02	-12,94
Нагр14	Уссурийск 2	H3	220													208,96	5,02	-12,94
Нагр15	Уссурийск 2	110 кВ110					246,4	93,5								114,81	4,37	-12,92
Нагр16	Уссурийск 2	10 кВ10														10,03	4,48	-12,94
Нагр17	Пазловка 1	110 кВ110					15,7	6,9								108,21	1,63	-15,03
Нагр18	Ярославка 1	110 кВ110					38,1	17,9	24,1	-0,5						106,66	-3,04	-15,8
Нагр19	Сибирцево/г	110 кВ110														104,74	-4,79	-15,69
Нагр20	Сибирцево/г	H1	110													111,33	1,21	-19,01
Нагр21	Сибирцево/г	H2	110													111,33	1,21	-19,01
Нагр22	Сибирцево/г	27 кВ28					29,9	28,3								27,8	1,1	-18,96
Нагр23	Сибирцево/г	10 кВ10					4,5	7,2								10,56	0,58	-19,22
Нагр24	М 110 кВ110						19,8	6								105,28	-4,3	-15,4
Нагр25	Ретиховка 1	110 кВ110					9,1	4,2								109,23	-0,7	-12,44

Рисунок 5 – Узлы в нормальном режиме

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	GKт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	U_нч	U_нч max	I загр.				
Тр-р1	2	Дальневосточная	500 кВ - Дальневосточная H1	0,58	61,1	24,2		1,5	1				-187	120	257			
Тр-р1	3	Дальневосточная	500 кВ - Дальневосточная H2	0,58	61,1	24,2		1,5	1				-187	120	257			
Тр-р2	4	Дальневосточная	H1 - Дальневосточная 220 кВ0,39					0,486	1	3	186	161	292					
Тр-р3	4	Дальневосточная	H2 - Дальневосточная 220 кВ0,39					0,486	1	3	186	161	292					
Тр-р2	5	Дальневосточная	H1 - Дальневосточная 10 кВ2,9	113,5				0,021					0	58	69			
Тр-р3	5	Дальневосточная	H2 - Дальневосточная 10 кВ2,9	113,5				0,021					0	58	69			
ЛЭП4	6	Дальневосточная	220 кВ - Арсеньев 2 220 кВ9,16	32,93	196,8								-	-45	35	57	25,7	
Тр-р6	7	Арсеньев 2	220 кВ - Арсеньев 2 H1	0,55		59,2	11,8	1,2	1				-	-70	27	90		
Тр-р6	8	Арсеньев 2	220 кВ - Арсеньев 2 H2	0,55		59,2	11,8	1,2	1				-	-70	27	90		
Тр-р7	9	Арсеньев 2	H1 - Арсеньев 2 110 кВ0,48					0,52	4	2	70	20	189					
Тр-р8	9	Арсеньев 2	H2 - Арсеньев 2 110 кВ0,48					0,52	4	2	70	20	189					
Тр-р7	10	Арсеньев 2	H1 - Арсеньев 2 10 кВ		3,2	131		0,048					0	0	0			
Тр-р8	10	Арсеньев 2	H2 - Арсеньев 2 10 кВ		3,2	131		0,048					0	0	0			
ЛЭП9	25	Арсеньев 2	110 кВ - Ретиховка 110 кВ8,31			17,63	-113,4						-58	17	02	67,8		
ЛЭП25	24	Ретиховка 1	10 кВ - М 110 кВ		6,68	14,17	91,2						-46	9	21	56,4		
ЛЭП24	19	М 110 кВ	- Сибирцево/г 110 кВ		0,8	2,69	-18,7						-25	14	58	25,9		
Тр-р19	20	Сибирцево/г	110 кВ - Сибирцево/г H1	0,9		35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	17	20	147				
Тр-р19	21	Сибирцево/г	110 кВ - Сибирцево/г H2	0,9		35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	17	20	147				
Тр-р20	22	Сибирцево/г	H1 - Сибирцево/г 27 кВ0,9					0,25					-	-15	14	07		
Тр-р21	22	Сибирцево/г	H2 - Сибирцево/г 27 кВ0,9					0,25					-	-15	14	07		
Тр-р20	23	Сибирцево/г	H1 - Сибирцево/г 10 кВ0,9			20,7		0,095					-	-2	4	2		
Тр-р21	23	Сибирцево/г	H2 - Сибирцево/г 10 кВ0,9			20,7		0,095					-	-2	4	2		
ЛЭП19	18	Сибирцево/г	110 кВ - Ярославка 110 кВ3,04		6,45	-41,5							0	27	158	35,4		
ЛЭП18	17	Ярославка 1	110 кВ - Павловка 1 110 кВ3,78			8,02	-51,6						24	10	138	31		
ЛЭП17	15	Павловка 1	110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ11,39	16,15	-97,1								40	16	228	69,2		
Тр-р11	12	Уссурийск 2	220 кВ - Уссурийск 2 H1	0,55		59,2	11,8	1,2	1				-	-96	52	85		
Тр-р11	13	Уссурийск 2	220 кВ - Уссурийск 2 H2	0,55		59,2	11,8	1,2	1				-	-96	52	85		
Тр-р11	14	Уссурийск 2	220 кВ - Уссурийск 2 H3	0,55		59,2	11,8	1,2	1				-	-96	52	85		
Тр-р12	15	Уссурийск 2	H1 - Уссурийск 2 110 кВ0,48					0,55	1	2	96	37	284					
Тр-р13	15	Уссурийск 2	H2 - Уссурийск 2 110 кВ0,48					0,55	1	2	96	37	284					
Тр-р14	15	Уссурийск 2	H3 - Уссурийск 2 110 кВ0,48					0,55	1	2	96	37	284					
Тр-р12	16	Уссурийск 2	H1 - Уссурийск 2 10 кВ		3,2	131		0,048					0	0	0			
Тр-р13	16	Уссурийск 2	H2 - Уссурийск 2 10 кВ		3,2	131		0,048					0	0	0			
Тр-р14	16	Уссурийск 2	H3 - Уссурийск 2 10 кВ		3,2	131		0,048					0	0	0			
ЛЭП4	11	Дальневосточная	220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ4,67	20,46	-125,9								-176	134	551	79,8		
ЛЭП4	11	Дальневосточная	220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ6,63	29,04	-178,7								-124	92	91	56,7		

Рисунок 6 – Ветви в нормальном режиме

Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе.

Токовая нагрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице

7

Таблица 8 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название I _{max}	А I доп	А I	max/I _{доп} , %
Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	551	690	79,8
Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ	226	330	69,2
Арсеньев 2 110 кВ - Ретиховка 110 кВ	302	445	67,8
Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	391	690	56,7
Ретиховка 110 кВ - М 110 кВ	251	445	56,4
Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ	155	445	35,4
Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ	137	445	31

Практически все ВЛ в нормальном режиме загружены оптимально перегружена только ВЛ Дальневосточная - Уссурийск. В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 16.32 МВт, что составляет 2.2 % от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе.

В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах.

Схема нормального режима сети показана на рисунке 3.

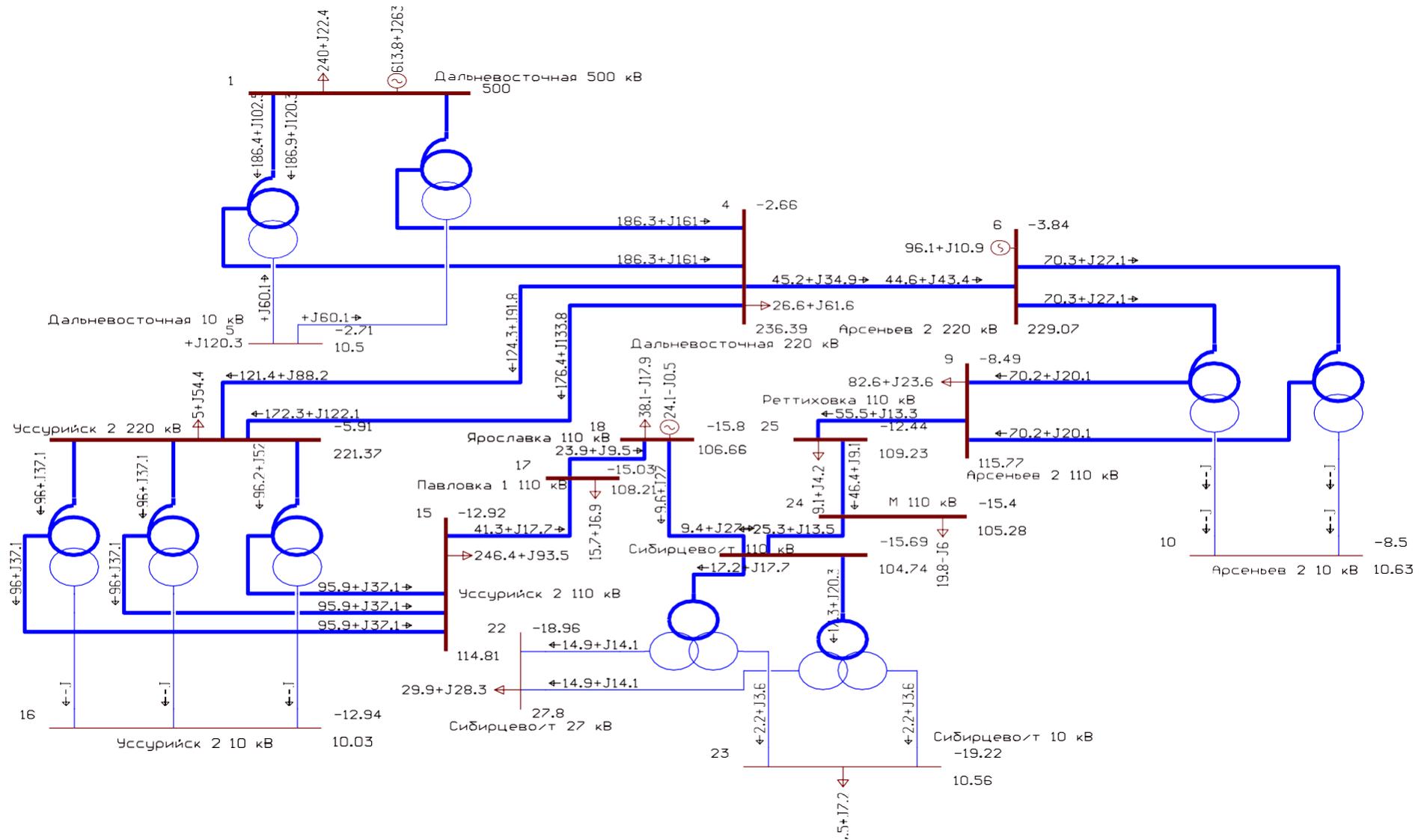


Рисунок 3 – Схема нормального режима сети

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

- для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ 110 кВ Арсеньев 2 - Реттиховка;
- отключен один из автотрансформаторов ПС Уссурийск 2.

По результатам расчёта данных режимов видно, что напряжения и токи находятся в допустимых пределах во втором случае, в первом случае по линиям, идет значительная перегрузка по току в сети 110 кВ, а напряжение в сети 110 кВ значительно снизилось. Наиболее тяжелым был режим, когда отключена ВЛ 110 кВ Арсеньев 2 - Реттиховка. Даже используя весь регулировочный диапазон у трансформаторов не удалось значительно повысить напряжение в сети 110 кВ. Отклонение напряжения на рассматриваемой подстанции Сибирцево-тяговая снизилось на 43,78%. Представим узлы, в которых отклонение от номинального значения максимально, в таблице 9.

Таблица 9 – Отклонения напряжения в узлах сети

Название U_ ном, кВ	U, кВ	d U, %	
Сибирцево/т 10 кВ	10	5,25	-50
Сибирцево/т 27 кВ	28	14,01	-49,05
Сибирцево/т Н1	110	56,26	-48,85
Сибирцево/т Н2	110	56,26	-48,85
Реттиховка 110 кВ	110	59,68	-45,75
М 110 кВ	110	61,56	-44,04

Сибирцево/т 110 кВ	110	61,85	-43,78
Ярославка 110 кВ	110	69,32	-36,98
Павловка 1 110 кВ	110	77,77	-29,3
Уссурийск 2 10 кВ	10	9,07	-13,62
Уссурийск 2 110 кВ	110	103,75	-5,68

Уровень загрузки оставшихся в работе ЛЭП увеличился большинство линий стали перегружены. Представим максимально загруженные линии в таблице 10. Остальные ЛЭП, не представленные в таблице, имеют коэффициент загрузки менее 30% и являются недогруженными.

Таблица 10 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_доп
Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ	829	330	251,2
Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ	691	445	155,2
Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ	671	445	150,8
Дальневосточная 220 кВ - Уссу- рийск 2 220 кВ	785	690	115,3
Дальневосточная 220 кВ - Уссу- рийск 2 220 кВ	549	690	81,8
М 110 кВ - Сибирцево/т 110 кВ	235	610	38,5

Линия от подстанции М 110 кВ до рассматриваемой подстанции Си- бирцево- тяговая нагрузка по току превышает почти в 3 раза. В аварийном режиме пропускная способность линии не способна справиться с текущей нагрузкой на подстанции

Данные по потерям сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	16.32
Отключена одна ВЛ 110 кВ Арсеньев 2 - Реттиховка	52.51
Отключен один автотрансформатор ПС Уссурийск 2	18.6

Из выше изложенного делаем вывод, что нормальный режим является самым оптимальным. Объясняется то тем, что в данном режиме, потери могут быть минимальными. Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 8 и 9.

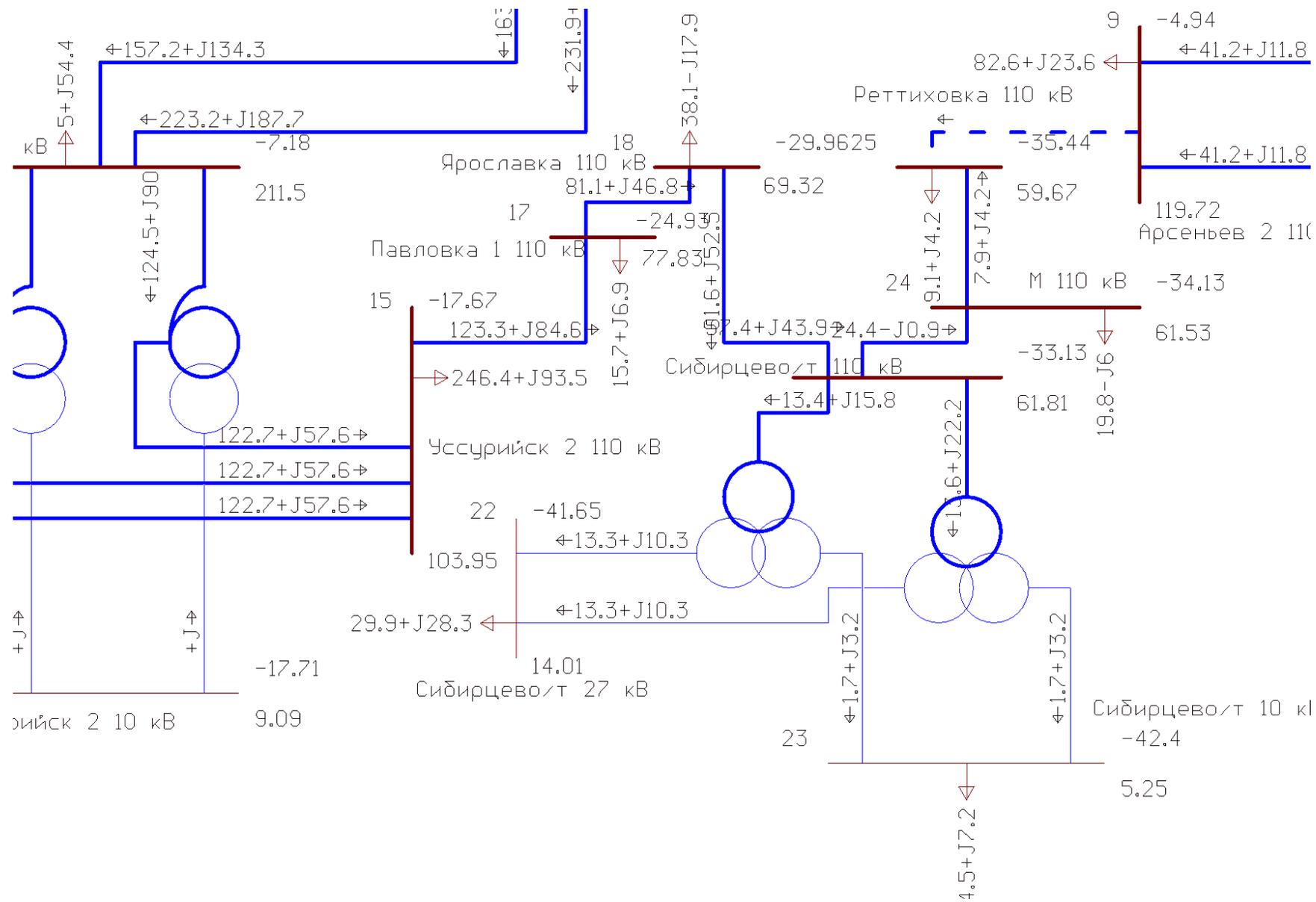


Рисунок 8 – Отключена ВЛ 110 кВ Арсеньев 2 – Реттиховка

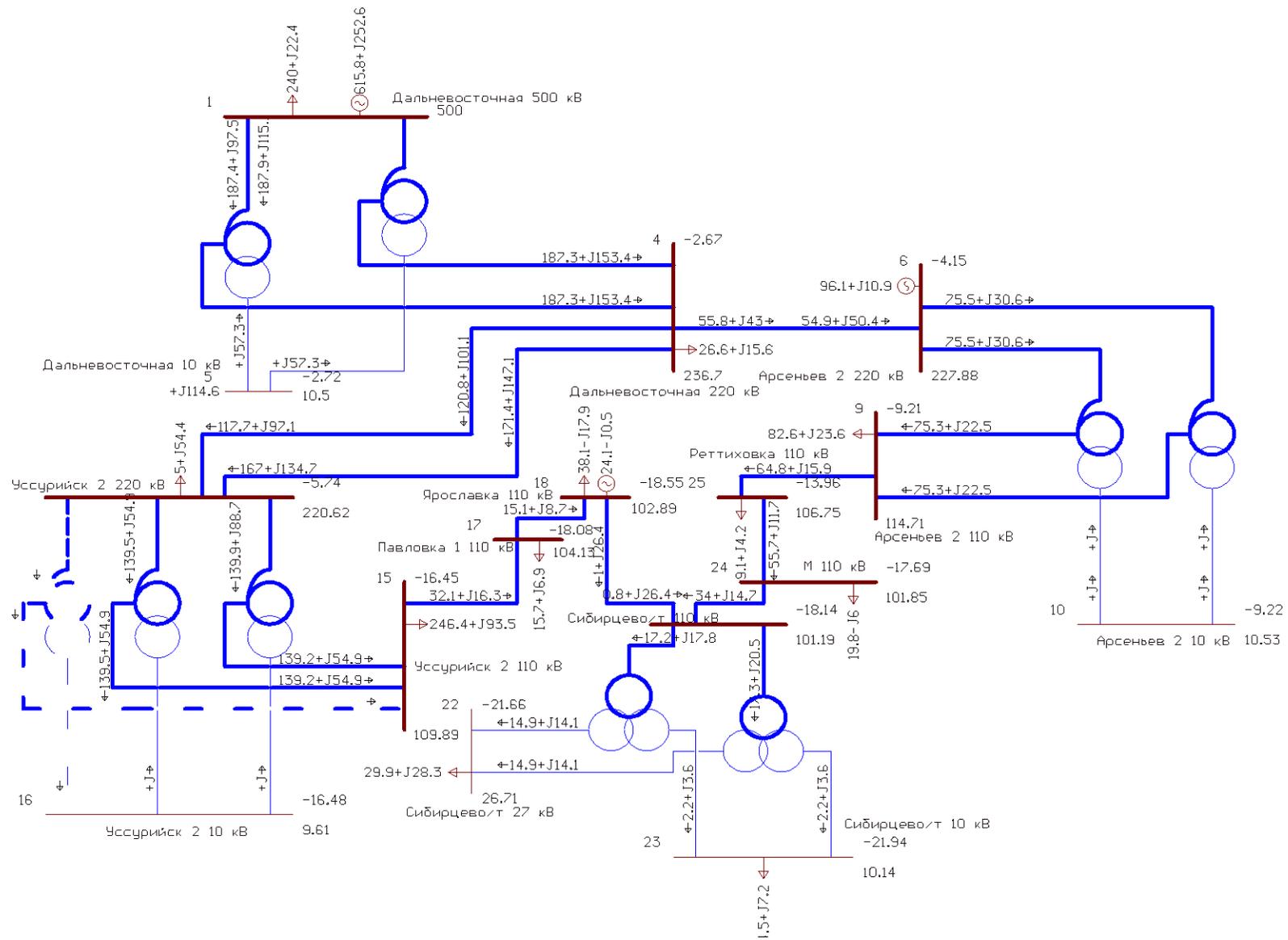


Рисунок 9 – Отключен один из автотрансформаторов ПС Уссурийск 2

В результате проведенного исследования было выявлено, что в аварийном режиме:

- 1) напряжение на подстанции Сибирцево- тяговая просело на 43,78%
- 2) Линии электропередачи перегружены, в том числе и на Сибирцево- тяговая 110 кВ – М 110 кВ, Дальневосточная 220 кВ – Уссурийск 2 220кВ.
- 3) Потери активной мощности выросли относительно нормального режима с 16,32 МВт до 52,51 МВт.

2 РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

Для построения рациональной конфигурации сети для заданного расположения потребителей намечаются несколько вариантов, из которых на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Этот вариант должен обладать необходимой надежностью, экономичностью и гибкостью.

При выборе варианта схемы сети необходимо иметь определённые знания по следующим положениям:

1. Передача электроэнергии от источника к потребителям производится по самому короткому расстоянию.

2. Разработку вариантов следует начинать с простых схем, требующих меньшего количества линий и оборудования. К числу таких вариантов относятся схемы линии магистрального и замкнутого типов.

3. Наряду с простыми вариантами рассматриваются и варианты схем с увеличенными капиталовложениями, но имеющие повышенную надежность электроснабжения и большую эксплуатационную гибкость. К подобным схемам относятся смешанные магистрально-радиальные схемы.

4. К использованию сложных и дорогих схем сетей переходят лишь в тех случаях, когда простые схемы неудовлетворительны по техническим требованиям и критериям (например, при завышенных сечениях проводов, необходимых по допустимому нагреву, при неприемлемых потерях напряжения и т.п.).

5. Из всех вариантов целесообразно выбрать схемы сети, построенные по двум различным принципам:

- 1) с односторонним питанием;
- 2) замкнутого (кольцевого) типа.

Предложим два варианта реконструкции сети.



Рисунок 10 – Реконструкция ПС Сибирцево-тяговая, вариант №1

Для усиления линий, предполагается провести дополнительную линию по участку Ярославка - Сибирцево, при необходимости заменить провода на большее сечение, тем самым увеличится пропускная способность линий.

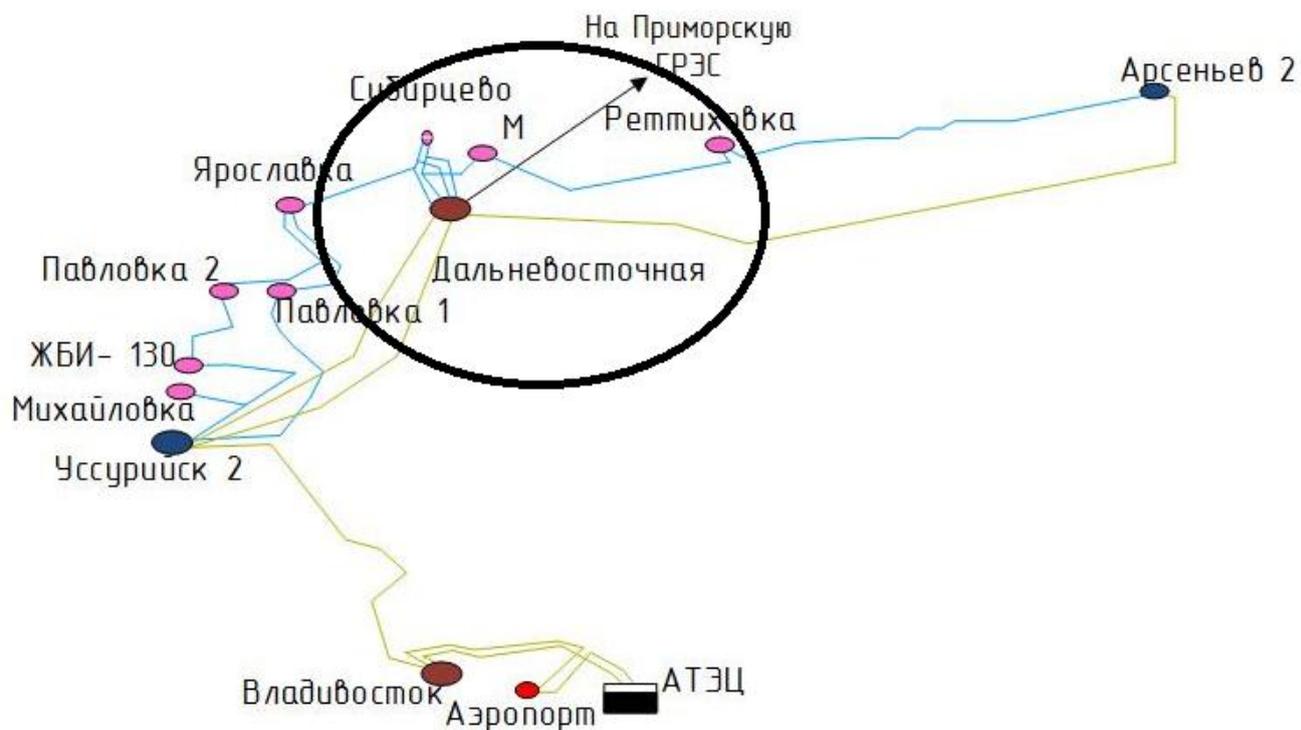


Рисунок 11 – сооружение двутрансформаторной Дальневосточной ПС 220/110, вариант №2

Вариант №2 предусматривает альтернативу Дальневосточной ПС на 220/110 кВ, которые послужат источником питания, для рассматриваемого участка сети, что сделает его более надежным.

Далее рассматриваются оба варианта и определяются необходимый состав оборудования для каждого из типа.

3 ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико- экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности.

Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

3.1 Устанавливаемое оборудование

Таблица 12 – Перечень и цены трансформаторов, устанавливаемых на ПС

Марка трансформатора	Количество, шт.		Цена 1 шт., тыс. руб.
	Вариант №1	Вариант №2	
ТДТНЖ-40000/110	9	9	13200
ТДН-16000/110	2	2	5849
ТДТН-10000/110	2	2	5890
АТДЦТН-125000/220/110	-	2	30990

Таблица 13 – Параметры ВЛ для варианта №1

Провода сталеалюминиевые сечением, шт. × мм ²	Количество цепей	Цена на 1 км. линии, тыс. руб.
до 150	1	850
до 150	2	1150
150-240	1	890
150-240	2	1140

3.2 Определение капитальных вложений в сеть

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{П/С} \quad (19)$$

где $K_{ВЛ}$ – капиталовложения в воздушные линии;

$K_{П/С}$ – капиталовложения в подстанции.

При определении фактических цен электросетевого строительства принимают индекс перехода от базовых цен 2018 г. к текущим ценам.

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{вл} = K_0 \cdot I \cdot K_{инф} \cdot K_з$$

где K_0 – стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000 г.;

$k_{инф}$ – коэффициент инфляции.

$k_з$ – повышающий зональный коэффициент.

Коэффициент инфляции относительно 2000 года составляет 4,8.

Повышающий зональный коэффициент для Дальнего Востока составляет по воздушным линиям: 1,4; по подстанциям: 1,3.

Капитальные вложения на подстанции определяются по формуле:

$$K_{П/С} = (K_{ОРУ} \cdot K_{тр} + k_{пост}) \cdot I \cdot k_з, \quad (21)$$

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

$K_{тр}$ – укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс. руб.

Величины капиталовложений представлены в таблице 14.

Таблица 14- Капитальные вложения

Вариант сети	К _{ВЛ} , тыс. руб	К _{П/С} , тыс. руб	ΣК, тыс. руб
1	2	3	4
№1	1377000	5937000	7313915,52
№2	1812000	7557000	9369641,28

3.3 Расчет амортизационных отчислений

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

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для i-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (22)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

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

Таблица 15- Амортизационные отчисления

Вариант сети	I _{AM} , тыс. руб
№1	388644,13
№2	498686,11

3.4 Расчет эксплуатационных затрат

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

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системы профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети на корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$И_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}$$

(23)

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

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 3,5 руб./ кВт·ч

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{ПС}} \cdot \text{коэф}_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \text{коэф}_{\text{ВЛ}}, \quad (24)$$

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

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

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

$\alpha_{ВЛ}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ.

Результаты представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Эксплуатационные издержки и издержки на потери.

Вариант сети	$I_{\Delta W}$, тыс. руб	$I_{экс}$, тыс. руб
1	2	3
№1	494100	365700
№2	736400	468500

3.5 Приведенные затраты

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются эквивалентные годовые расходы.

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{ср.г} = E * K + I$$

где E – норматив дисконтирования $E = 0,1$;

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Подробный расчет представлен в приложении А.

Таким образом по результатам экономического расчёта выбран вариант

№1 - усиление сети 110 кВ, как наиболее выгодный.

Для выбранного результата рассчитаем токи КЗ, выберем оборудование, рассчитаем молниезащиту и заземление, релейную защиту.

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Однолинейная схема составляется для всей электроустановки.

Составленная схема должна быть простой и наглядной и обеспечивать ряд условий:

- обеспечивать надежность в эксплуатации;
- осуществлять эксплуатацию с минимальными затратами средств и расходом материала;
- обеспечивать безопасность и удобство обслуживания;
- исключать возможность ошибочных операций персонала в процессе срочного переключения;
- число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ вплоть до 500 кВ должно быть не более двух;
- схема с отделителями и короткозамыкателями применяется при напряжении до 110 кВ и мощности трансформаторов до 25 МВА.

Так как железнодорожные потребители относятся в основном к I и II категории по надежности электроснабжения, поэтому ТП выполняют двухтрансформаторными, как правило, один из которых находится в резерве.

Однолинейную схему проектируемой узловой подстанции по условиям работы защит секционируемой ЛЭП выполним с применением схемы две системы шин с одной обходной. Монтируется ОРУ-110 кВ на том же месте, на тех же основаниях с целью повышения экономической эффективности проекта.

Схема тяговой подстанции с тяговой стороны (для ОРУ 27,5 кВ) выполним с одинарной, секционированной двумя разъединителями системой шин в двухпроводном исполнении, дополненной запасным

выключателем и запасной шиной.

Схема тяговой подстанции со стороны районной нагрузки (для ЗРУ – 11 кВ) выполним с одиночной, секционированной выключателем системой шин.

4.1 Общие положения

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Расчет тока к.з. аналитическим способом включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;

- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;

- определение искомого тока к.з.

Расчетный ток к.з. определяют в зависимости от назначения расчета: проверку на электродинамическую стойкость производят по току трехфазного к.з.; на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к.з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з., а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного к.з.

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем

можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияниенагрузок на ток к.з. учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;
- не учитывают влияние нагрузки;

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов к.з. (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

При выборе электрических аппаратов РУ с напряжением 35 кВ и выше можно ввести ряд упрощений:

- проверка оборудования в условиях короткого замыкания проводится по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя (оборудования) тупиковой линии и создает определенный запас при выборе оборудования других присоединений;
- расчет ударного тока и апериодической составляющей тока к.з. можно выполнять по эквивалентным постоянным времени T_a , не рассматривая составляющих токов по отдельным ветвям;
- принимая во внимание значительную удаленность РУ 35 кВ и выше от генераторов станций не учитываем затухание периодической составляющей тока к.з., то есть $I_{пт} = I_{п0}$.

3.3 Составление схемы замещения

Так как подстанции «Ярославка», «Арсеньев», «Патрокл» однотипны, выберем одну подстанцию. Рассчитаем токи короткого замыкания на высокой, средней и низкой сторонах подстанции Ярославка для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки, система – сопротивлениями и ЭДС.

Подпитка от обобщенной нагрузки со стороны СН и НН не учитываются, т.к. они малозначительны.

Для расчетов ток КЗ в соответствии с рисунком 5 составим расчетную схему с указанием выбранных точек КЗ и схему замещения (рисунки 12 и 13) [3,14].

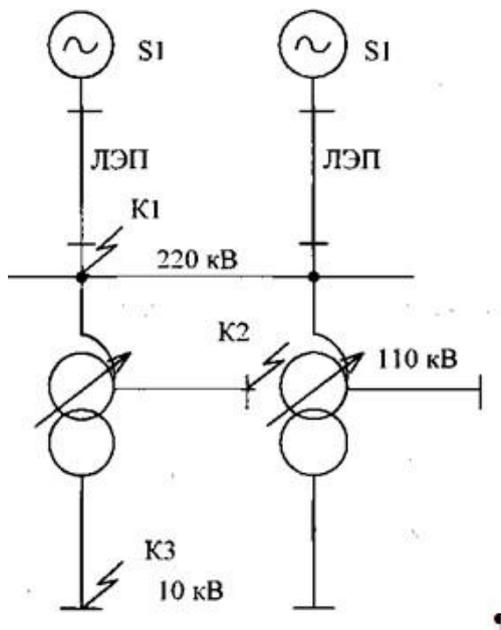


Рисунок 12 - Расчетная схема для расчета токов КЗ

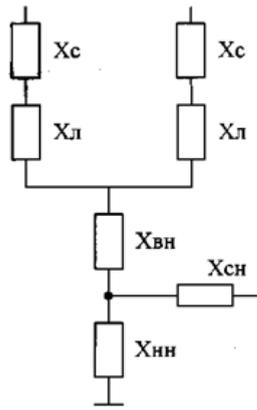


Рисунок 13 – Расчетная схема замещения

Технические данные расчетной схемы замещения [3,14]:

Система: $U_H=230$ кВ; $S_{K3\ 110} = 14100$ МВА

Линия ВЛ 110 кВ «Сибирцево»: $U_H=230$ кВ,

$X_0 = 0,41$ Ом/км,

$l=23$ км.

Трансформатор: $S_H = 200000$ кВА

В расчетах принимаем:

$S_6=1000$

МВА; $U_6=230$

кВ.

Расчет сопротивлений расчетной схемы замещения сведен в таблицу

17.

Таблица 17 - Расчет сопротивлений расчетной схемы замещения(рисунок 12)

Точка КЗ	x^*	Расчетная формула	Значение
К1	x_c^*	$x_c^* = \frac{S_6}{S_K}$	0,0001
	$x_{л1}^*$	$x_{л1}^* = \frac{l S_6}{U_H^2}$	0,271
	$x_{л2}^*$	$x_{л2}^* = \frac{l S_6}{U_H^2}$	0,310
	$x_{1\Sigma}^*$	$x_{1\Sigma}^* = x_c^* + x_{л1}^* + x_{л2}^*$	0,144
К2	x_{amB}^*	$x_{amB}^* = U_{KB} \% \frac{S_6}{100 S_H}$	0,057
	x_{amC}^*	$x_{amC}^* = U_{KC} \% \frac{S_6}{100 S_H}$	0
	$x_{2\Sigma}^*$	$x_{2\Sigma}^* = x_{1\Sigma}^* + x_{amC}^*$	0,144
К3	x_{amH}^*	$x_{amH}^* = U_{KH} \% \frac{S_6}{100 S_H}$	0,1025
	$x_{2\Sigma}^*$	$x_{2\Sigma}^* = x_{1\Sigma}^* + x_{amH}^*$	0,246

Результаты расчетов токов КЗ по схеме замещения 8

сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты расчета токов КЗ (точки К1, К2, К3)

Элементы схемы замещения	$I_{к1}^{(3)}$	$i_{y\partial 1}$	$I_{к2}^{(3)}$	$i_{y\partial 2}$	$I_{к3}^{(3)}$	$i_{y\partial 3}$
	кА	кА	кА	кА	кА	кА
Система 1	34,7	58,9	13,43	22,1	45,7	73,14
Система 2	32,5	54,6	12,15	19,62	43,14	69,72

Устройства продольной компенсации (УПК) применяются для увеличения пропускной способности воздушных линий и представляют собой батареи конденсаторов, включаемые последовательно в линии электропередачи для компенсации части продольного индуктивного сопротивления. Применение устройства продольной компенсации рассматривается с целью повышения пропускной способности сети.

Далее на примере простейшей модели участка электрической сети 110 кВ в ПМК RastrWin 3 произведем серию расчетов режимов, установив УПК вначале, в середине и в конце линии электропередачи. По итогам расчетов выберем оптимальный вариант.

Таблица 19 – Исходные данные

U, кВ	L, км	Провод	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	$S_{нагр}$, МВА
110	100	АС -300	9,8	42,9	64	0+ j25

На рисунке 14 изображена модель участка электрической сети 110 кВ.



Рисунок 14 – Модель участка электрической сети

Результаты расчетов сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Результаты расчета режимов

Параметр	УПК в середине УП	К в начале	УПК в конце
Реактивная мощность, генерируемая в линии	10,76 Мвар	11,3 Мвар	9,4 Мвар
Потери активной мощности	2,46 МВт	2,78 МВт	2,35 МВт

На основании проведенного исследования было выявлено, что установка УПК в конце линии позволяет снизить зарядную мощность и уменьшить потери активной мощности при передаче электроэнергии на дальние расстояния. Установка же УПК в начале линии является наименее эффективным способом повышения качества управления потоками мощности в линиях электропередачи.

5 ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Разработка однолинейной схемы подстанции

Однолинейная схема составляется для всей электроустановки.

Составленная схема должна быть простой и наглядной и обеспечивать ряд условий:

- обеспечивать надежность в эксплуатации;
- осуществлять эксплуатацию с минимальными затратами средств и расходом материала;
- обеспечивать безопасность и удобство обслуживания;
- исключать возможность ошибочных операций персонала в процессе срочного переключения;
- число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ вплоть до 500 кВ должно быть не более двух;
- схема с отделителями и короткозамкателями применяется при напряжении до 110 кВ и мощности трансформаторов до 25 МВА.

Однолинейную схему проектируемой транзитной тяговой подстанции (для ОРУ 110 кВ) по условиям работы защит секционируемой ЛЭП выполним с применением схемы две системы шин с одной обходной.

Схема тяговой подстанции с тяговой стороны (для КРУН 27,5 кВ) выполним с одинарной, секционированной двумя разъединителями системой шин.

Схема тяговой подстанции со стороны районной нагрузки (для ЗРУ – 11 кВ) выполним с одиночной, секционированной выключателем системой шин.

5.2 Конструктивное исполнение ПС

РУ напряжением 27,5 кВ и выше на тяговых подстанциях открытого

типа; РУ 6 и 10 кВ на подстанциях переменного тока — из шкафов наружной установки типа КРУН, а на подстанциях постоянного тока — из камер внутренней установки. Применение РУ внутренней установки, например, в городах или районах с загрязненной атмосферой, требует дополнительных технико-экономических обоснований.

Трансформаторы устанавливаются с учетом возможной замены их на следующий типоразмер по мощности.

5.3 Выбор и проверка выключателей

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

Выбор выключателей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (55)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (56)$$

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

$$I_{p.max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_{ном}} \quad (57)$$

$$I_{p.max} = 214 \text{ A}$$

по отключающей способности;

- по термической устойчивости.

На ОРУ 110 кВ в ячейках линий ВЛ-110 «Сибирцево-тяга» выбираем элегазовый выключатель ВГУ-110 П*-40/2000 У1, оснащенный пневматическим приводом.

Максимальный рабочий ток, передаваемый от системы, определяется по

формуле:

$$I_{\max p} = \frac{sn}{\sqrt[3]{U_{\text{ВН}}}} = \frac{40}{\sqrt[3]{110}} = 0,214, \text{ КА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 21.

Таблица 21 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 214 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{y\partial} = 9,73 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{\text{дин}}$
$I_m^2 \cdot t_m = 3200 \text{ кА}^2 \text{ с В}$	$k = 16,25 \text{ кА}^2 \text{ с В}$	$k \leq I_m^2 \cdot t_m$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{no} = 4 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{no} = 4 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{аном}} = 26,58 \text{ кА}$	$i_{at} = 3 \text{ кА}$	$I_{at} \leq i_{\text{аном}}$

Для установки на РУ 27,5 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВБЦО-27,5.

Проверку по термической и динамической устойчивости, возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ, проводят следующим образом.

Максимальный рабочий ток на вводах по формуле:

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{40}{\sqrt[3]{27,5}} = 0,620 \text{ КА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 22.

Таблица 22 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
----------------	-------------------	------------------

$U_{ном}$	$U_{уст}$	$U_{ном} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$
$I_{ном}$	$I_{раб. max}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 620 \text{ А}$
$i_{пр. скв}$	$i_{уд} \geq$	$i_{пр. скв} = 52 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,89 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 t_{тер} B_k \geq$		$I_{тер}^2 t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 16,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{откл. ном} > I_{оп}$		$I_{откл. ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{оп} = 5,3 \text{ кА}$
$i_{а. ном} \geq i_{а\tau}$		$i_{а. ном} = 14,14 \text{ кА}$	$i_{а\tau} = 3 \text{ кА}$

Из результатов видно, что выключатель соответствует данным условиям может быть принят к установке.

Для установки на РУ 10 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЦ-Э-10-31,5/2500 (согласно комплектации РУ).

Проверку по термической и динамической устойчивости, возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ, проводят по формулам 58, 59, 60.

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВУ-СЭЦ-Э-10-31,5/2500.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные	
$U_{ном}$	$U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном}$	$I_{раб. max}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 2309 \text{ А}$
$i_{пр. скв}$	$i_{уд} \geq$	$i_{пр. скв} = 52 \text{ кА}$	$i_{уд} = 31,94 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 t_{тер} B_k \geq$		$I_{тер}^2 t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 16,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{откл. ном} > I_{оп}$		$I_{откл. ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{оп} = 13,13 \text{ кА}$
$i_{а. ном} \geq i_{а\tau}$		$i_{а. ном} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{а\tau} = 3 \text{ кА}$

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

5.4 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать

видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты отсмежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах к.з.

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность.

На ОРУ 110 кВ выбираем разъединителя марки РНДЗ-110/2000 ХЛ1 с одним и двумя заземляющими ножами.

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

Таблица 24 - Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителя линии

110 кВ .

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$U_{ном} \geq U_p$	$U_{ном} = 126 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max p}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{max p} = 214 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{yд}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{yд} = 9,73 \text{ кА}$
Главные ножи		
$I_m^2 \cdot t_m \geq B_k I$	$I_m^2 \cdot t_m = 4800 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_k = 16,25 \text{ кА}^2 \text{с}$
Заземляющие ножи		
$I_m^2 \cdot t_m \geq B_k I$	$I_m^2 \cdot t_m = 1600 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_k = 16,25 \text{ кА}^2 \text{с}$

Выбор разъединителей 27,5 кВ. На напряжении 27,5 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки

РКСВ- 27,5/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПДЖ-01-1 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов к.з. показано в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор и проверка разъединителей 27,5 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	27,5	27,5	$U_{ном} \geq U_{ном. сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	620	$I_{ном} \geq I_{макс. раб}$
Предельный сквозной ток $I_{пр. скв}$, $I_{уд}$ (кА)	63	6,68	$I_{пр. скв}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	1875	16,25	$I \geq \sqrt{\frac{2}{t_{тер}}} t_{тер}$

5.5 Выбор и проверка гибких шин

Выбор гибкой ошиновки проводится на подстанции при напряжении 110 кВ так как распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе [6].

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 165 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 240/32 с максимально допустимым током 610 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми проводами расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на сжестывание не требуется.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по следующим условиям:

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C} \leq q$$

где q_{\min} – минимальное сечение проводника, которое при заданном токе КЗ обуславливает нагрев проводника до кратковременно допустимой температуры;

C – коэффициент, для алюминиевых проводов $C = 90$.

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I^{(3)} \geq 20$ кА.

Так как рассчитанные токи трехфазного КЗ не превышают данного значения, то проверку на электродинамическое действие тока КЗ производить не будем.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 27,5 кВ и выше. Разряд в виде короны возникает около провода при высоких напряженностях электрического поля и сопровождается потрескиванием и свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг провода приводят к дополнительным потерям энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи, и к образованию озона, оказывающего вредное влияние на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников должен обеспечить уменьшение действия короны до допустимых значений.

Выберем провод АС-240/32.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

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

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{r \cdot \log\left(\frac{D_{cp}}{r}\right)}$$

где U_{BH} – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Расчетные токи продолжительного режима равны:

$$I_{норм} 508 \text{ А}$$

$$I_{max} 508 \text{ А}$$

Принимаем провод для гибких шин по допустимому току АС-240/32.

Начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{8,55}}\right) = 27,16 \text{ КВ см}$$

Напряженность вокруг провода:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{вн}}{n \cdot r \cdot \log\left(\frac{D_{cp}}{r}\right)} = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot 110}{3 \cdot 1,08 \cdot \log\left(\frac{3500}{8,55}\right)} = 4,82 \text{ КВ см}$$

Условие проверки:

$$5,15 < 24,44$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

5.6 Выбор жестких шин

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

5.7 Выбор трансформаторов тока

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

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

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

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

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (67)$$

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

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается 100 м, для РУ 27,5, 10 кВ - 60 м ;

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

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 110 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 27,5, 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (68)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1 \text{ А}$.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 233. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 26, 27, 28.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы
Амперметр	ЦП 8501/10	0,5
Ваттметр	ЦП 8506/120	0,5
Варметр	ЦП 8506/120	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 27,5 кВ

Прибор г	Тип	Нагрузка фазы
Амперметр ЦП 85	06/120	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор г	Тип	Нагрузка фазы
Амперметр ЦП 85	01/10	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 кВВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 27,5 кВВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$\frac{r}{r_{\text{приб}}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$\frac{r}{r_{\text{приб}}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 110 кВ):

$$Z_{2,110} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 27,5 кВ):

$$Z_{2,35} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 10 кВ):

$$Z_{2,10} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОЛ-110 Ш, с номинальным током первичной обмотки 630 А.

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	214	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	126	2,43	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$

Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $68^2 \cdot 3 =$ 13872	28,6	$\cdot I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \cdot B_k$
---	--	------	---

Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	20	2,43	$z_{2ном} \geq z_2$
--	----	------	---------------------

Принимаем трансформатор тока по стороне 27,5 кВ ТОЛ-35- III с номинальным током первичной обмотки 630 А.

Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	27,5	$U_{ном} \geq U_{ном. сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	620	$I_{ном} \geq I_{макс. раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	125	6,68	$I_{пр. скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	7203	83,7	$I_{тер}^2 \geq \frac{2}{t_{тер}} B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	30	1,15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

5.8 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются [6]:

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

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (69)$$

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

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

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий Н-393	1	10
Частотомер Н-39	1	7
Варметр Д-335	5	1,5
Ваттметр Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ Меркурий	5	1
Счетчик РЭ		
Сумма		39

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110

Таблица 32 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА 39 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 27,5 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа ЗНОМ-27,5 У1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 27,5 кВ

Тип прибора	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр Э-335	2	2
Варметр Д-335	2	1,5
Ваттметр Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ Меркурий 233	2	1
Счетчик РЭ	2	
Сумма		18

Таблица 34 – Проверка выбранного ТН 27,5 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_{18 \text{ ВА}}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Меркурий 233	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			5

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

Таблица 36 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

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

Данный тип трансформатора оставляем.

5.9 Выбор опорных изоляторов

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-6-3.75 У2 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 375 = 0,2250 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} 120$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность: Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i^2_{уд}}{a} \cdot L \cdot K_h \cdot 10^{-7} = 567,52 \text{ Н}$$

Проверка:

$$F_{расч} = 567,52 \text{ Н} \leq$$

$= 2250 H$
 ∂on

Таким образом, ИОР-6-3.75 У2 проходит по механической прочности.

Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

5.10 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 110/86/10/550 У1 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
110	110	86	10	550

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-6/7,2/10/400 У2 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, А	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
6	6	7,2	10	19,2

5.11 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей с. н. подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

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

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

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

$$S_{расч} = k_c \cdot \frac{P}{\cos\varphi},$$

где $k_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности загрузки;

$P_{уст} = 630$ кВт – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Тогда:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \frac{P}{\cos \varphi} = 593, \text{кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 630/10.

Предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд для ПС 110 кВ должна быть не более 630 кВ·А.

6.1 Грозоупорность воздушных линий электропередач «Сибирцево- тяговая»

Показателем грозоупорности ВЛ является число ее грозовых отключений. В проектной и эксплуатационной практике, в зависимости от рассматриваемой задачи, могут использоваться:

- удельное число грозовых отключений $n_{г}$, рассчитанное на 100 км

и 100 грозовых часов в год. Этот показатель обычно используется для сравнения расчетных или эксплуатационных показателей грозоупорности ВЛ, различающихся по конструктивному выполнению и классу номинального напряжения;

- удельное число грозовых отключений на 100 км и один год эксплуатации $n'_{г}$. Этот показатель удобен, например, для сопоставления грозоупорности ВЛ в одной энергосистеме;

- абсолютное число грозовых отключений N , рассчитанное на фактическую длину ВЛ и фактическую интенсивность грозовой деятельности, т.е. число грозовых отключений за анализируемый период, отнесенное к продолжительности этого периода в годах. Этот показатель необходим, например, при выборе средств грозозащиты или при сопоставлении расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности.

Взаимосвязь показателей грозоупорности и конструкции ВЛ наиболее ярко проявляется для ВЛ напряжением 110 кВ и выше, выполненных на металлических и железобетонных опорах и защищенных тросом.

При ударе в опору возникают обратные перекрытия линейной изоляции из-за перенапряжений, возникающих при протекании тока

молнии по опоре. По последствиям для изоляции к этой категории относятся и удары в прилегающие к опоре участки троса.

В качестве опор выберем стальные опоры 110 кВ с двухцепной подвеской проводов и с одним грозотросом.

Удар молнии в опору.

Примем к установке изоляторы на 110кВ ЛК-70/110- III УХЛ1 Длина разрядного пути по гирлянде изолятора, м:

$$l_{\text{разр}} = 1.287l$$

Коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты:

$$n = \left(0,92 \cdot \frac{U_{\text{дл. доп}}}{l_{\text{разр}}} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0,841$$

Коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения

с увеличением длины изолятора (РД, табл. П.14.1, стр.176) $e = 1K$

Время перекрытия изоляции: $t = 10$ мкс

Пятидесятипроцентное разрядное напряжение линейной изоляции:

$$U_{50\%} = 340 \cdot K_{\text{кон}} \cdot K_e \cdot l_{\text{разр}} \cdot \left(1 + \frac{15}{t + 9.5} \right) = 774,18 \text{ кВ}$$

Поправочный коэффициент, учитывающий связь тока молнии протекающего по опоре с током в канале молнии, удельной индуктивности

опоры, петли « трос- земля», взаимной индуктивности « опора- канал молнии»,

« опора- трос».

Т.к. трос один, то

$$\partial = 0,3 \frac{\text{мк Гн}}{\text{м}}$$

Импульсное сопротивление изоляции:

$$R_{из} = 0,15 \text{ Ом } h_{от} = 27,1 \text{ М}$$

Минимальное критическое значение тока молнии, при котором может произойти перекрытие изоляции:

$$I_{из} = \frac{U_{50\%}}{\partial \cdot R_{из}} \quad (75)$$

$$I_{из} = \frac{774,18}{0,15 + 0,3 \cdot 27,1} = 33,471 \text{ кА}$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции

$$P_{он} = e^{-0,04 \cdot k_{п.он}} = 0,262$$

Вероятность успешной работы АПВ, принимается в зависимости от напряжения установки. Для 110кВ принимается равным: 0,75.

Наименьшее допустимое расстояние от провода до земли в середине пролета.

Расстояние между тросом и проводом в середине пролёта, м:

$$H_{тр.пр} = 4,1 \text{ м}$$

Высота подвеса троса:

$$H_{тр.} = 27,1 \text{ м}$$

Высота подвеса верхнего провода: (76)

$$H_{пр.в} = 23 \text{ м}$$

Высота подвеса нижнего провода:

$$H_{пр.н} = 19 \text{ м}$$

$$f_{мп} = h_{мп} - h_z - (h_{пр.в} - h_{пр.н}) - h_{мп \text{ пр}}$$

$$f_{мп} = 27,1 - 6 - (23 - 19) - 4,1 = 13 \text{ м}$$

Средняя высота подвеса троса, м

$$H_{ср.тп} = h_{мп} - \frac{2}{3} f_{тп} = 18,433 \text{ м}$$

Общее число ударов молнии на 100 км ВЛ при $h_{ср. тп} < 30 \text{ м} =$
60,546

Определяем число ударов молнии в опору

$$N_{оп} = \frac{4}{3} \cdot N \cdot \frac{h_{мп}}{l_{прол}} \quad (80)$$

$$N_{оп} = 21,877$$

Округляем к ближайшему большему числу, получаем
= 22

Определяется удельное число отключений от обратных перекрытий
линейной изоляции при ударе молнии в опору

Удар молнии в трос в середине пролета

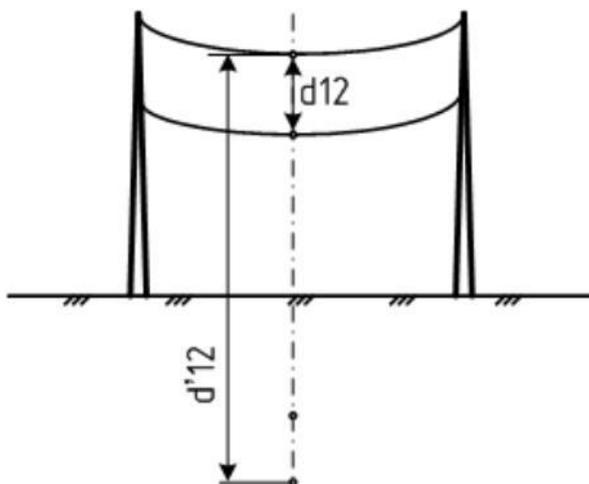


Рисунок 15 – Расстояние между проводами. Рассчитываем волновое сопротивление коронируемой ВЛ с учетом затухания и деформации ЭМВ

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 18,433 \cdot 21}{126}}{\ln \frac{2 \cdot 18,433}{0,0069}}} = 0,489$$

где $E_{cp} = 21 \frac{\text{кВ}}{\text{м}}$ - средняя напряжённость поля на границе коронного чехла (при отрицательной полярности волны).

Расчет взаимных волновых сопротивлений:

$$d'_{12} = 50,157 \text{ м}$$

$$d_{12} = 4,751 \text{ м}$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{cp,mp}}{r_{mp}} = 515,013 \text{ Ом}$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \frac{d'_{12}}{d_{12}} = 141,409 \text{ Ом}$$

Волновое сопротивление троса, рассчитанное по геометрическим параметрам линии [10]:

$$Z_{mp,z} = \frac{515,013 + 141,409}{2} = 328,211 \text{ Ом}$$

$$Z_{mp,z} = \frac{Z_{11} + Z_{12}}{2},$$

Z_m
p.2

Расстояние между тросом и верхним проводом:

$$\Delta h = 4,1 \text{ м}$$

Скорость распространения волны:

$$v = 3 \cdot 10^8 \text{ мс}$$

Средняя напряженность поля:

$$E_{\text{расч.ср}} = 750 \text{ кВ/м}$$

$$K_{\text{r}} = \frac{z_{12}}{z_{11}} = 0,275$$

$$K_{\text{k}} = \frac{1}{\beta} = 0,561$$

Определяем критическую крутизну фронта тока молнии, при которой происходит импульсное перекрытие изоляции:

$$a_{kp} = \frac{2 \cdot v \cdot E_{\text{расч}} \cdot \Delta h}{(1 - K_{\text{k}}) \cdot 1 \text{ прол} \cdot Z_{\text{тр.к}}} = 87,223$$

Вероятность импульсного перекрытия линейной изоляции:

$$P_{\text{мп}} = e^{-0,08 a_{kp}} = 9,323 \cdot 10^{-4}$$

Число ударов молнии в трос:

$$N_{\text{мп}} = N \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot h_{\text{мп}}}{L_{\text{прол}}} \right) = 38,669$$

^{мп}

Ожидаемое удельное число грозовых отключений ВЛ из – за ударов молнии в трос:

Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

$$n_{mp} = N_{mp} \cdot P_{mp} \cdot n = 38,669 \cdot 9,323 \cdot 10^{-4} \cdot 0,841 = 0,03$$

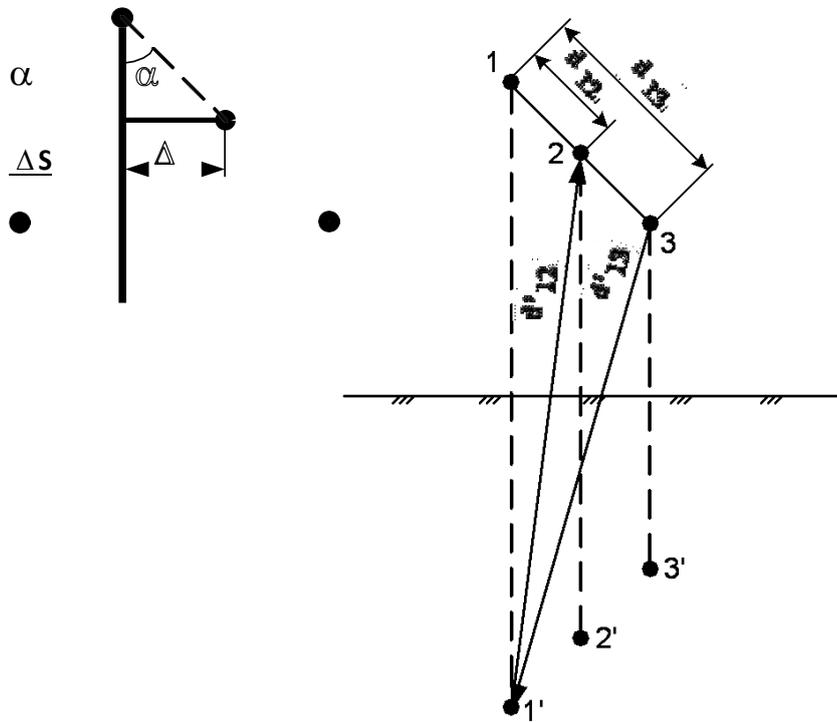


Рисунок 16 - Расстояние между проводами

6.2 Молниезащита ОРУ 110 кВ

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения. Источником энергии внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуцированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока.

Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим

разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

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

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку.

Расчет заземлителя ОРУ 110 кВ

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечение нормальной работы элементов в выбранном режиме. Различают три вида заземлений:

- рабочее
- защитное (для обеспечения безопасности людей)
- заземление молниезащиты

Рабочее заземление – это соединение с землей некоторых точек сети (обычно нейтрали обмоток части силовых трансформаторов и генераторов), сследующей целью:

- снижения уровня изоляции элементов электроустановки;
- эффективная защита сети ОПН от атмосферных перенапряжений;
- снижения коммутационных перенапряжений

Защитное заземление – это заземление всех металлических частей

установки, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним при повреждении изоляции. Защитное заземление выполняется для того, чтобы повысить безопасность эксплуатации, уменьшить вероятность поражения людей и животных электрическим током.

Требования предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки - заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Определение параметров контура заземления

Расчет заземления ОРУ в виде сетки. Определение стационарного и импульсного сопротивления.

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования на 1.5 м, для того, чтобы человек не попал в зону с наличием потенциала электрического поля.

Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Принимаем высоту молниеотвода равной 25м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет грунтовой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м}; \quad (96)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 18 = 26,25 \text{ м} \quad (97)$$

Устанавливаем шесть молниеотводов на линейных порталах.

6.3 Определение параметров контура заземления

По заданному составу грунта определим удельное сопротивление каждого слоя.

- для первого слоя грунта:

$$\rho_1 = 40 \quad \text{Ом} \cdot \text{м};$$

- для второго слоя грунта:

$$\rho_2 = 30 \quad \text{Ом} \cdot \text{м}.$$

Расчет контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрически размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

$$A = 90 \text{ м}; B = 150 \text{ м}.$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 * 1,5) * (A + 2 * 1,5) = 14,920 \text{ м}^2$$

1) Принимаем диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков, равным $12d_{\text{м}}=м$;

Проверяем сечение по условиям механической прочности:

$$F_{\text{м.п.}} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 6^2 = 113,097 \text{ мм}^2; \quad (103)$$

1) Определяем импульсное сопротивление заземлителя в каждом слое:

$$R_{u\delta u} = R_1 \quad R_{u\delta u} = R_2 \cdot \alpha_1 = 0,277 \cdot 0,107 = 0,03 \text{ Ом}; \quad (117)$$

$$\cdot \alpha_2 = 0,104 \cdot 0,114 = 0,01 \text{ Ом}; \quad (118)$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя подстанции:

$$R_{\text{ЭК}} \quad R_{u1} \quad R_{u2} = 0,03 + 0,01 = 0,04 \text{ Ом}; \quad (119)$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0,5 Ом. Так как $0,04 < 0,5$, то делаем вывод о том, что тип заземлителя подобран правильно.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

7.1 Выбор защит линий

В соответствии с ПУЭ [7], для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых возможны излишние срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени (около 1,5-2 с).

Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. Если по расчетам устойчивости работы энергосистемы не предъявляются другие, более жесткие требования, может быть принято, что указанное требование, как правило, удовлетворяется, когда трехфазные к.з, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже 0,6-

0,7 $U_{ном}$, отключаются без выдержки времени. Меньшее значение остаточного напряжения ($0,6 U_{ном}$) может быть допущено для линий 110 кВ, менее ответственных линий 220 кВ (в сильно разветвленных сетях, где питание потребителей осуществляется с нескольких сторон), а также для более ответственных линий 220 кВ в случаях, когда рассматриваемое к.з не приводит к значительному сбросу нагрузки.

При выборе типа защит, устанавливаемых на линиях 110-220 кВ, помимо требования сохранения устойчивости работы энергосистемы необходимо учесть:

1. На линиях 110 кВ и выше, отходящих от АЭС, а также на всех элементах прилегающей сети, на которых при многофазных к.з. остаточное напряжение прямой последовательности на стороне высшего напряжения блоков АЭС может снижаться более чем до 0,45 от номинального, следует обеспечивать резервирование быстродействующих защит с выдержкой времени, не превышающей 1,5 с, с учетом действия УРОВ.

2. Повреждения, отключение которых с выдержкой времени может привести к нарушению работы ответственных потребителей, должны отключаться без выдержки времени (например: повреждения, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций будет ниже $0,6 U_{ном}$, если отключение их с выдержкой времени приводит к саморазгрузке вследствие лавины напряжения, или повреждения с остаточным напряжением $0,6 U_{ном}$ и более, если отключение их с выдержкой времени может привести к нарушению технологии).

3. При необходимости осуществления быстродействующего АПВ на линии должна быть установлена быстродействующая защита, обеспечивающая отключение поврежденной линии без выдержки времени с обеих сторон.

4. При отключении с выдержкой времени повреждений с токами, в несколько раз превышающий номинальный, возможен недопустимый перегрев проводников.

Допускается применение быстродействующих защит в сложных сетях и при отсутствии перечисленных выше условий, если это необходимо для обеспечения селективности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения

повреждения, например, на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, необходимо предусмотреть ступенчатую дистанционную защиту. В последнем случае в роли дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

Для линий, состоящих из нескольких последовательных участков, с целью упрощения допускается использование неселективных ступенчатых защит тока и напряжения (от многофазных замыканий) и ступенчатых токовых защит нулевой последовательности (от замыканий на землю) в сочетании с устройствами поочередного АПВ.

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон, как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий необходимо применить дистанционную защиту (преимущественно трехступенчатую), используемую в качестве резервной или основной (последнее — только на линиях 110-220 кВ).

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

От замыканий на землю предусматривают, как правило, ступенчатую токовую направленную или ненаправленную защиту нулевой последовательности.

Таким образом, имеет смысл применить для выполнения функций линейных защит панели защит на электромеханической базе ЭПЗ-1636 производства АО «Чебоксарский электроаппаратный завод».

Комбинированные панели защиты типов ЭПЗ-1636-67/1 и ЭПЗ-1636-67/2 предназначены для использования в качестве основной и резервной или только резервной защиты одиночных и параллельных ВЛ 110—220 кВ с двусторонним и односторонним питанием, с отпайками и без отпайек. В первом случае, когда панель является единственной защитой ВЛ, она должна надежно защищать ВЛ от всех видов коротких замыканий (КЗ), а также осуществлять функцию дальнего резервирования, т. е. срабатывать при КЗ на смежном участке сети в случае отказа защиты или выключателя этого участка. Во втором случае, когда панель устанавливается в дополнение к основной быстродействующей защите ВЛ, она должна выполнять функции дальнего, а также ближнего резервирования, т. е. срабатывать при КЗ на защищаемой ВЛ при отказе или ремонте основной защиты. Если в особых случаях, например на коротких параллельных ВЛ, устанавливаются две быстродействующие защиты, ЭПЗ-1636 должна обеспечивать только функции дальнего резервирования.

Из года в год панели ЭПЗ-1636 подвергались модернизации, последняя из которых, выполненная заводом по разработке института «Энергосетьпроект» в конце 70-х годов, существенно изменила схему и ряд узлов панели. Далее будут кратко описаны общие принципы панелей ЭПЗ-1636, отмечены основные отличия модернизированного варианта (далее ЭПЗ-1636м) от первоначального (далее ЭПЗ-1636п), а все принципиальные схемы и подробное описание узлов будут даны только для ЭПЗ-1636м, поскольку эта защита наименее освещена в литературе.

Панели защиты обеих модификаций включают в себя:

- 1) для защиты от междуфазных КЗ — трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ), две ступени размещены в комплекте типа

ДЗ-2, третья — в комплекте типа КРС-1, с блокировкой при качаниях (комплект типа КРБ-125 или КРБ-126) и двухрелейную токовую отсечку (комплект типа КЗ-9);

2) для защиты от КЗ на землю — четырехступенчатую боковую защиту нулевой последовательности (ТЗНП), в панели ЭПЗ-1636п все ступени

размещены в комплекте типа КЗ-10, в панели ЭПЗ-1636м в этом комплектеразмещены только три ступени, а четвертая — вне комплектов;

3) для контроля наличия тока по ВЛ в схеме устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ) — два реле тока типа РТ-40/Р.

Внедрение в эксплуатацию панелей ЭПЗ-1636 дало существенный экономический эффект. Если раньше ДЗ и ТЗНП размещались на полуторапанелях, то в ЭПЗ-1636 они стали размещаться на одной, что дало соответствующую экономию металла, а также места на щите управления и, следовательно, уменьшение расходов на строительную часть щита.

Универсальность исполнения схемы панели позволила почти всегда применять панель без дополнительных реконструкций, что дало экономию затрат на проектирование и монтаж устройств релейной защиты. Разделение в панелях ЭПЗ-1636м единой защиты на два зависимых комплекса обеспечило их взаимное резервирование, что дало заметное уменьшение ущерба, возникающего в случае отказа одного из этих комплексов, когда панель ЭПЗ-1636м является единственной защитой ВЛ.

7.2 Выбор защит силового трансформатора

Для силовых трансформаторов с обмоткой высшего напряжения больше 1000 В предусматривается релейная защита от следующих видов повреждения ненормальных режимов работы:

1) многофазных замыканий в обмотках и на их выводах,

- 2) внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках и « пожарастали» магнитопровода),
- 3) однофазных замыканий на землю,
- 4) сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями,
- 5) сверхтоков в обмотках, обусловленных перегрузкой (если она возможна),
- 6) понижения уровня масла.

При выполнении защит трансформатора необходимо учитывать некоторые особенности его нормальной работы: броски тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение, влияние коэффициента трансформации и схем соединения обмоток трансформатора.

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформаторов мощностью 6300 кВА и выше, работающих одиночно, мощностью 4000 кВА и выше, работающих параллельно, а также мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности, максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с и отсутствует газовая защита, предусматривается продольная дифференциальная защита с циркулирующими токами, действующая на отключение выключателей силового трансформатора без выдержки времени.

Особенностью дифзащиты трансформаторов по сравнению с дифзащитой генераторов, линий и т. л. является неравенство первичных токов разных обмоток трансформатора и их несовпадение в общем случае по фазе.

Для компенсации сдвига токов по фазе вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны звезды силового трансформатора, соединяют в треугольник, а вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны треугольника силового

трансформатора, — в звезду. Компенсация неравенства первичных токов достигается правильным подбором коэффициентов трансформации трансформаторов тока.

Когда нельзя подобрать коэффициент трансформации трансформаторов тока таким образом, чтобы разность вторичных токов в плечах дифзащиты была меньше 10 % (так как трансформаторы тока имеют стандартное значение коэффициента трансформации), при выполнении защиты для компенсации неравенства токов используют дифференциальные реле типа РНТ, реже — выравнивающие трансформаторы и автотрансформаторы.

Если не предусматривается продольная дифференциальная защита (как правило, на одиночно работающих трансформаторах мощностью ниже 6300 кВА и параллельно работающих трансформаторах мощностью ниже 4000 кВА), то в этих случаях со стороны источника питания

устанавливается токовая отсечка без выдержки времени, охватывающая часть обмотки трансформатора.

На рабочих и резервных трансформаторах собственных нужд тепловых электростанций применяется продольная дифзащита, при мощности 4000 кВА допускается токовая отсечка.

Для дифференциальной защиты одной фазы трансформаторов используются реле тока ДЗТ-11, ДЗТ-11/2, ДЗТ-11/3, ДЗТ-11/4. Реле тока имеют по одной тормозной обмотке, чем обеспечивается торможение от одной группы измерительных трансформаторов тока.

Для защиты от внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках, сопровождающихся выделением газа) и от понижения уровня масла трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 - 4000 кВА, не имеющих дифзащиты или отсечки, и если максимальная токовая защита имеет выдержку времени 1 с и более, применяется газовая защита с действием на сигнал при слабых и на отключение при интенсивных

газообразованиях. Применение газовой защиты является обязательным на внутрицеховых трансформаторах мощностью 630 кВА и выше независимо от наличия других быстродействующих защит.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители, и осуществляется с помощью поплавковых, лопастных и чашечных газовых реле. Газовая защита является единственной защитой трансформаторов от «пожара стали» магнитопровода, возникающего при нарушении изоляции между листами стали.

Допускается действие газовой защиты по сигнал как при слабом, так и при сильном газообразовании на трансформаторах, имеющих дифзащиту или отсечку, не имеющих выключателей, а также на внутрицеховых мощностью 1600 кВА и меньше при наличии защиты от коротких замыканий со стороны источника питания.

Для защиты от однофазных замыканий на землю повышающих трансформаторов мощностью 1000 кВА и более, присоединенных к сетям с большими токами замыкания на землю, а также на понижающих трансформаторах с заземленной нейтралью предусматривается максимальная токовая защита нулевой последовательности от токов внешних замыканий на землю, действующая на отключение.

Для защиты понижающих трансформаторов от токов, обусловленных внешними короткими замыканиями, предусматривается максимальная токовая защита без пуска или с пуском от реле минимального напряжения, действующая на отключение выключателя. Вследствие низкой чувствительности максимальная токовая защита без пуска от реле минимального напряжения применяется только на трансформаторах мощностью до 1000 кВА.

Для защиты повышающих трансформаторов от внешних коротких замыканий. применяется максимальная токовая защита с пуском от реле минимального напряжения или токовая защита нулевой

последовательности.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Безопасность – состояние деятельности, при которой с определенной вероятностью исключаются потенциальные опасности, влияющие на здоровье человека. Безопасность следует понимать как комплексную систему мер по защите человека и среды обитания от опасностей, формируемых конкретной деятельностью. Чем сложнее вид деятельности, тем более комплексна система защиты (безопасность этой деятельности). Комплексную систему в условиях производства составляют следующие меры защиты: правовые, организационные, экономические, технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические.

Опасным называется производственный фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

8.1.1 Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы :

- работники электромонтажных организаций периодически должны проходить медицинское освидетельствование;
- перед началом электромонтажных работ на территории строящейся ВЛ или подстанции с рабочими необходимо провести инструктаж по общим правилам ТБ и особым условиям работы.
- по окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в “ Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем ме-сте”.
- административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания,

полученные при инструктажах;

- лица, нарушившие требования правил техники безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке;

- нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается;

- электромонтажные работы на территории ПС разрешается производить лицам не моложе восемнадцати лет, которые прошли:

1) соответствующее медицинское освидетельствование;

2) вводный инструктаж;

3) обучение безопасным методам труда;

4) проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;

5) первичный инструктаж;

6) стажировку в течение первых трёх-десяти смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

– все лица, выполняющие электромонтажные работы, должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты в соответствии с характером и условиями работы на основании типовых отраслевых норм;

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

Средства защиты с просроченным сроком годности использовать запрещается.

Все работы со стальными тросами должны выполняться в рукавицах. На каждом объекте монтажа ВЛ 220 кВ должны быть аптечка с медикаментами и другие средства для оказания доврачебной помощи

пострадавшим от поражения электрическим током и при других несчастных случаях.

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

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

8.1.2 Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии элек- тропередачи 220 кВ

Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 220 кВ рассматривается согласно.

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

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

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

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

Электромонтажники должны быть обучены сигналам, согласно

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

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

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

На время работ по монтажу ВЛ отдельные смонтированные участки длиной 3 км и более необходимо замыкать накоротко и заземлять на случай появления на данном участке линии наведенного напряжения от соседних, находящихся в работе, или от грозового облака (иногда находящегося даже вне поля зрения электромонтажников).

Так как ВЛ 220 кВ будет пересекать автомобильные дороги, не допускается проход людей и проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры ВЛ; в этом случае в надлежащих местах устанавливают предупредительные плакаты и сторожевые посты.

8.1.3 Безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ ПС «Сибирцево-тяговая»

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния ПС

«Западная» должны быть выбраны и установлены таким

образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы подстанции усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2) при нарушении нормальных условий работы подстанции была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

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

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

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

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

В ОРУ 220 кВ ПС « Сибирцево- тяговая» должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно- ремонтных механизмов и приспособлений; габарит проезда должен составлять как минимум 4 м по ширине и высоте, для того чтобы при проезде ремонтных механизмов не за-деть высоковольтные провода, составляющую большую опасность для ре- монтного персонала производящего ремонт оборудования.

Персонал, обслуживающий распределительное ϕ устройство, должен рас- полагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрообо- рудования в нормальных и аварийных условиях.

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

8.2 Экологичность

Электроэнергетика – это одна из отраслей народного хозяйства, оказывающая значительное влияние на состояние окружающей среды. Согласно закону Российской Федерации « об охране окружающей среды»: « при размещении, проектирования, реконструкции в энергетике, при прокладке линий должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения. Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию,

реконструкции вредных экологических объектов в соответствии с предписанием специально на то уполномоченных государственных органов Российской Федерации в области охраны окружающей среды и Санэпидемнадзора».

Основное влияние электросетевых объектов на окружающую среду связано с изъятием участков земли под опоры ВЛ и площадки подстанций (ПС). Полоса земли под ВЛ в пределах уставленной охранной зоны не изымается у землепользователей и может быть использована для сельскохозяйственных и других нужд.

Для персонала ПС внутри ее территории напряженность электрического поля по нормам должна быть не более 15 кВ/м на маршрутах обхода для осмотра оборудования и не более 5 кВ/м на рабочих местах у оборудования, где возможно длительное присутствие персонала для профилактических и ремонтных работ. Для исключения влияния на окружающую среду от возможных сбросов трансформаторного масла при авариях с маслонаполненным оборудованием (трансформаторы, реакторы и т.п.) на подстанции предусматриваются маслоприемники, аварийные маслостоки и закрытые маслосборники, в которые также могут поступать ливневые воды из маслоприемников, содержащие следы масла. Вместе с тем необходимо отметить, что по своему устройству, режимам работы ВЛ и ПС не могут привести к катастрофическим авариям, связанным с массовым поражением населения или обслуживающего персонала. Повреждения и авария на ПС, как правило, также не распространяются за пределы их внешней ограды. Некоторую опасность могут представлять только пожары на ПС, связанные с авариями трансформаторов большой мощности. Однако такие пожары в подавляющем числе случаев ликвидируются автоматическими средствами пожаротушения на ПС и не распространяются на расположенные вблизи жилые здания или

промышленные сооружения.

8.2.1 Расчет шума трансформатора

Тип трансформатора: ТРДН - 40000/220

Количество трансформаторов $N=2$

Т – трансформатор трехфазный;

Р – с расщепленной обмоткой

Д – с дутьем

Н – с РПН

40000 - номинальная мощность, кВ·А; ($S=40$ МВА)

220 - класс напряжения обмотки ВН, кВ; ($U=220$ кВ)

У(ХЛ)1 - климатическое исполнение (У, ХЛ) и категория размещения (1).

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2)$$

Трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности

от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}}$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уро-

вень звука DU_{LA} , который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$DU_{LA} = L_A(R_{min}),$$

(141)

С учетом вышеизложенного формула запишется в виде:

$$DU_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2_{min}),$$

(142)

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DU_{LA})}}{2 \cdot \pi}},$$

Для данного типа трансформатора скорректированный уровень звуковой мощности $L_{PA} = 97$ дБА.

Скорректированный уровень звуковой мощности от двух силовых трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 * \lg(2 * 10^{0,1 * 97}) = 100 \text{ дБА}$$

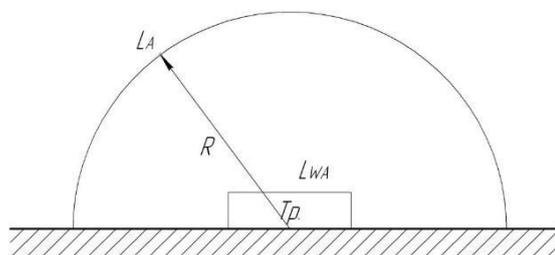


Рисунок 17 – Излучение шума трансформатором

Допустимый уровень звука составляет:
 $DU_{LA} = 45$ дБА.

Определяется минимальное расстояние от ПС до территории. Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{сз}}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(100-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 141,59 \text{ м}$$

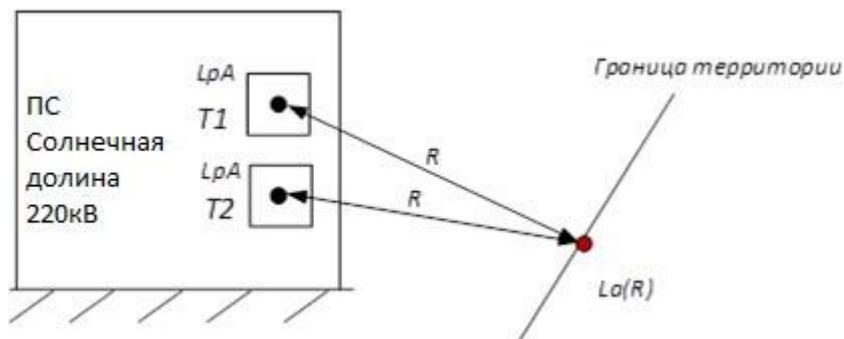


Рисунок 18 - Общий вид ПС открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

Рассчитано минимальное расстояние от ПС «Сибирцево-тяговая» до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму (224,4м). Расстояние от ПС до территории, на которой должны выполняться санитарно-гигиенические требования по шуму, составляет 350 м, следовательно, устанавливать акустические экраны или увеличивать расстояние путем переноса энергообъекта нет необходимости

8.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия. Процесс горения – сложное, быстропротекающее химическое превращение сопровождающееся выделением значительного количества тепла и ярким свечением.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причины пожара на производстве:

- Нарушения связанные с технологическим режимом;
- Неисправленное электрооборудование;
- Неправильное устройство электрооборудования;
- Конструктивные недостатки;
- Несоблюдение графиков плановых и предупредительных работ.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций..

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

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

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

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

должен быть оснащен:

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

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

в) Крюком с деревянной рукояткой. В комплект щита входит один крюк; г) Комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы,

диэлектрические боты и коврик. Предусматривается один комплект для ЩП-Е;

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

е) Лопатой совковой в количестве одной; ж) Ящиком с песком (1 шт.).

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

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

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

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

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

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

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

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

Пожарная безопасность при эксплуатации трансформаторов подстанции «Сибирцево-тяговая».

На подстанции «Сибирцево-тяговая» установлено два трансформатора ТРДН-40000/220 масса трансформаторного масла в одном автотрансформаторе – 2,3 тонны.

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

При открыто установленных трансформаторах, между ними необходимо установить разделительные перегородки. Разделительные

перегородки должны иметь предел огнестойкости не менее 1,5 ч, ширину не менее ширины маслоприемника (гравийной подсыпки) и высоту не менее высоты вводов высшего напряжения. Перегородки устанавливаем за пределами маслоприемника. Расстояние в свету между автотрансформаторами и перегородкой должно быть не менее 1,5 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной ВКР, был разработан оптимальный вариант усиления электрических сетей Приморского края на 110 кВ, с целью обеспечения требуемого уровня мощности электроснабжения потребителей.

Произведено подключение дополнительной линии на участке Ярославка- Сибирцево, а так же установлены третиитрансформатор марки ТДТНЖ-40000/110 на тяговых подстанциях « ярославка», « Арсеньев», « Протокл».

Выполнен расчёт заземления, рассчитана молниезащита оборудования для ОРУ 110 кВ на ПС « Сибирцево- Тяговая». Данное устройство повысит надёжность работы во время грозовой активности и продлит срок эксплуатации оборудования.

Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности, а также вопросы пожарной безопасности энергетических объектов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Показатели качества электрической энергии [Электронный ресурс]–Режим доступа: <http://e-audit.ru/quality/asymmetry.shtml>
- 2 Митин, Иван Александрович. Повышение эффективности работы электрических сетей низкого напряжения при несимметричных режимах работы [Электронный ресурс]– Режим доступа: <http://www.dissercat.com/content/povyshenie-effektivnosti-raboty-elektricheskikh-setei-nizkogo-napryazheniya-pri-nesimmetrich>
- 3 Васильев А. А., Крючков И. П., и др. Электрическая часть станций и подстанций: — М.: « Энергия», 1980. — 608с.
- 4 Солдаткина Л. А. Электрические сети и системы. Учеб. пособие для вузов. М.: Энергия, 1978. — 216с
- 5 Ткачева Ю. И. Разработка методов и технических средств для снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях низкого напряжения. Комсомольск-на-Амуре. 2003. th
- 6 Сукьясов Сергей Владимирович. Применение технических средств симметрирования нагрузок в распределительных сетях для повышения качества и снижения потерь электрической энергии [Электронный ресурс]– Режим доступа: <http://www.dslib.net/agroprom-elektrotex/primenenie-tehnicheskikh-sredstv-simmetrirovaniya-nagruzok-v-selskikh.html>
- 7 Наумов Игорь Владимирович. Снижение потерь и повышение качества электрической энергии в сельских распределительных сетях 0,38 кВ с помощью симметрирующих устройств [Электронный ресурс]– Режим доступа: <http://www.dissercat.com/content/snizhenie-poter-i-povyshenie-kachestva-elektricheskoi-energii-v-selskikh-raspredelitelnykh-s>
- 8 Акимцев Ю.И., Курапин В.Н. Исследование практических возможностей минимизации ущерба от отклонений напряжения в системе

сельскогоэлектроснабжения. Тр. Волгоградск. СХИ, 1972, т. 45, с. 159-183.

9 Аникевич А.Ф. Метод определения потерь энергии в городских электрических сетях Автореф. дис. . канд. тех. наук. - М., 1955. - 16 с.

10 Анисимов Л.П., Пекелис В.Г. Расчёт потерь энергии в сельских сетях 0,38 кВ. Мех. и электр. соц. сел. хоз-ва, 1978, № 2. С. 22-23.

11 Будовский В.П., Афанасьев А.И. Методика оценки коммерческих потерь электроэнергии . Электрические станции. 1997, № 8, с. 47-52.

12 Будзко И. А., Сумин Г.Ф., Стафийчук В.Г. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях сельскохозяйственного назначения: Тез.докл. Всесоюзн. научн. конф. Баку, 1981. С. 13-15.

13 Кушнарёв Ф.А., Хлебников В.К. Нормативные характеристики потерь электроэнергии. Изв. Вузов. Электромеханика. 1998, № 2-3, с.105-106

14 Липский А.М. Влияние качества электроэнергии на экономические показатели работы энергосистемы. Изв. вузов СССР - Энергетика, 1982, № 12. С.68-72.

15 Методические указания по определению погрешности измерения активной электроэнергии при её производстве РД 34.11.-325-90. М., 1991.

16 Наумов И.В. Снижение потерь мощности в сельских сетях 0,38 кВ при несимметричной нагрузке: Тезисы докл. к конф. молодых учёных и студентов ЛСХИ,-Л., 1988.-С. 112-113.

17 Наумов И.В., Сукьясов С.В. Повышение эффективности сельского электроснабжения. Сб. тез. докл. научн. студ. конф. ИрГСХА, Иркутск, 2000. С. 55.

18 Наумов И.В., Годолхаков В.Ф. Анализ качества и потерь электриче-

ской энергии в УОЭУ « Молодёжное». В сб. статей научн. студ. конф., Иркутск, ИрГСХА, 2001. С. 41.

19 Ткачева Ю. И. Выбор мероприятий по снижению технических

по-терь в распределительных сетях низкого напряжения на основе анализа ре-альных нагрузок её элементов. Деп. в ВИНТИ № 104- В2002 - 28с.

20 Баркан Я. Д. Несимметрия в сетях низкого напряжения. 1970.- ЖЗ

21 Жежеленко И. В. Показатели качества электрической энергии и их контроль на промышленных предприятиях. — Киев: Техника, 1981. -160 с.

22 Электротехнический справочник. В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. проф. МЭИ. 8-е изд., исп. и доп. - М.: Издательский дом МЭИ, 2002.

23 Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электро- энергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. М.: Энергоатомиздат, 1989. -176с

24 Карташев И. И., Тульский В. Н., Шамонов Р. Г., и др. Управление качеством электроэнергии. Под. ред. Ю. В. Шарова. М.: Издательский дом МЭИ, 2006. - 320с.

25 Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. 3-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатом-издат, 1987. - 648с.

26 Евдокимов Ф. Е. Общая электротехника: Учеб. для учащ. техникум.

-3-е изд., испр. М.: Высш. шк., 2004. - 367с.

27 Люতারевич, Александр Геннадьевич Повышение качества электро- энергии в распределительных сетях за счет снижения несинусоидальности кривой напряжения [Электронный ресурс]– Режим доступа [https:// search. rsl. ru/ ru/ record/01003481106](https://search.rsl.ru/ru/record/01003481106)

28 Немцов Г.А. Анализ влияния качества электр. энергии на эксплуата-цию электротехнических систем промышл. предприятий. - Дисс. докт. техн. наук.: 05.09.03. Москва, 1996. -445 с.

29 Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.; под ред. В.Н. Казанцева.-М.: Энергоатомиздат, 1983,- 368 с.

30 Иванов Дмитрий Александрович Повышение качества электриче- ской энергии в сельских распределительных сетях 0,38 кВ,

питающихся от тяговых подстанций железных дорог [Электронный ресурс]– Режим доступа

[http:// www. dslib. net/ agroprom- elektrotex/ povyshenie- kachestva- jelektricheskoy-jenergii-v- selskih- raspredelitelnyh- setjah-38- kv. html](http://www.dslib.net/agroprom-elektrotex/povyshenie-kachestva-jelektricheskoy-jenergii-v-selskih-raspredelitelnyh-setjah-38-kv.html)

31 Теремецкий, Максим Юрьевич. Снижение потерь и повышение качества электроэнергии в сельских распределительных сетях 0,38 кВ при несимметричной нагрузке с помощью трансформатора " звезда - звезда с ну-лём с симметрирующим устройством" [Электронный ресурс]– Режим досту- па [http:// www. dissercat. com/ content/ snizhenie- poter- i- povyshenie- kachestva- elektroenergii-v- selskikh- raspredelitelnykh- setyakh-0](http://www.dissercat.com/content/snizhenie-poter-i-povyshenie-kachestva- elektroenergii-v- selskikh- raspredelitelnykh- setyakh-0)

32 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС,2012– 376 с.

33 Методические рекомендации по проектированию развития энерго- систем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от

30.06.03 № 281.

34 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на период 2018-2022 годов .

35 Алюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электрон- ный ресурс]. Режим доступа: [http:// www. kabel- news. ru/ netcat_ files/90/100](http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100) - 25.03.2018.

36 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Са-вина. – Благовещенск: Изд- во АмГУ, 2013. – 98 с.

37 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теори- тические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд- во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).

38 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа:

[https:// energo-24. ru/ authors/ energo-24/12302. html](https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html) - 1.02.2019

39 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д.Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.

40 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.

41 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.,

42 Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах : Учеб. Пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2010.– 238с.

43 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. Пособие / А. А. Герасименко , В. Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс, 2006. -719 с.

44 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии - Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.

: Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.

45 Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем : моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. - Новосибирск : Наука, 2002. - 344 с.

46 Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий : УЧЛ - К изучению дисциплины / Кочкин В.И., Нечаев О.П. - М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000.

- 248с.

47 Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ,

2005. – 48с.

48 Справочник по проектированию электроэнергетических систем /
под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро/ - М.: Изд- во МЭИ, 2005, 352 с.

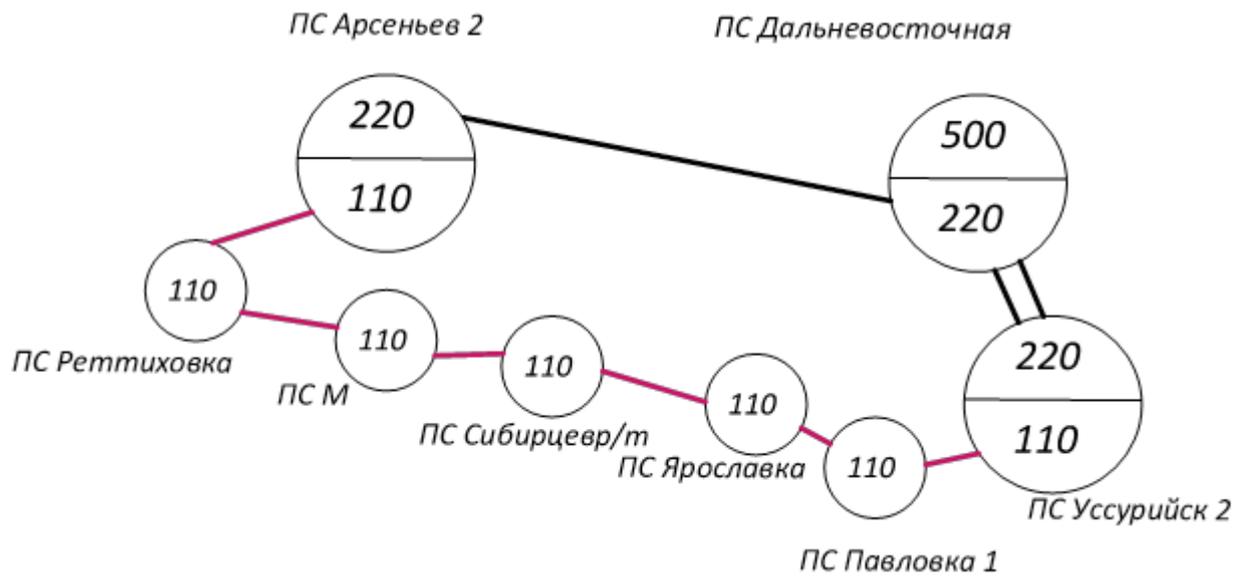
Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. –

Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

49 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике
[Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. -
Благовещенск : Изд- во Амур. гос. ун- та, 2020. - 90 с. - Б. ц

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



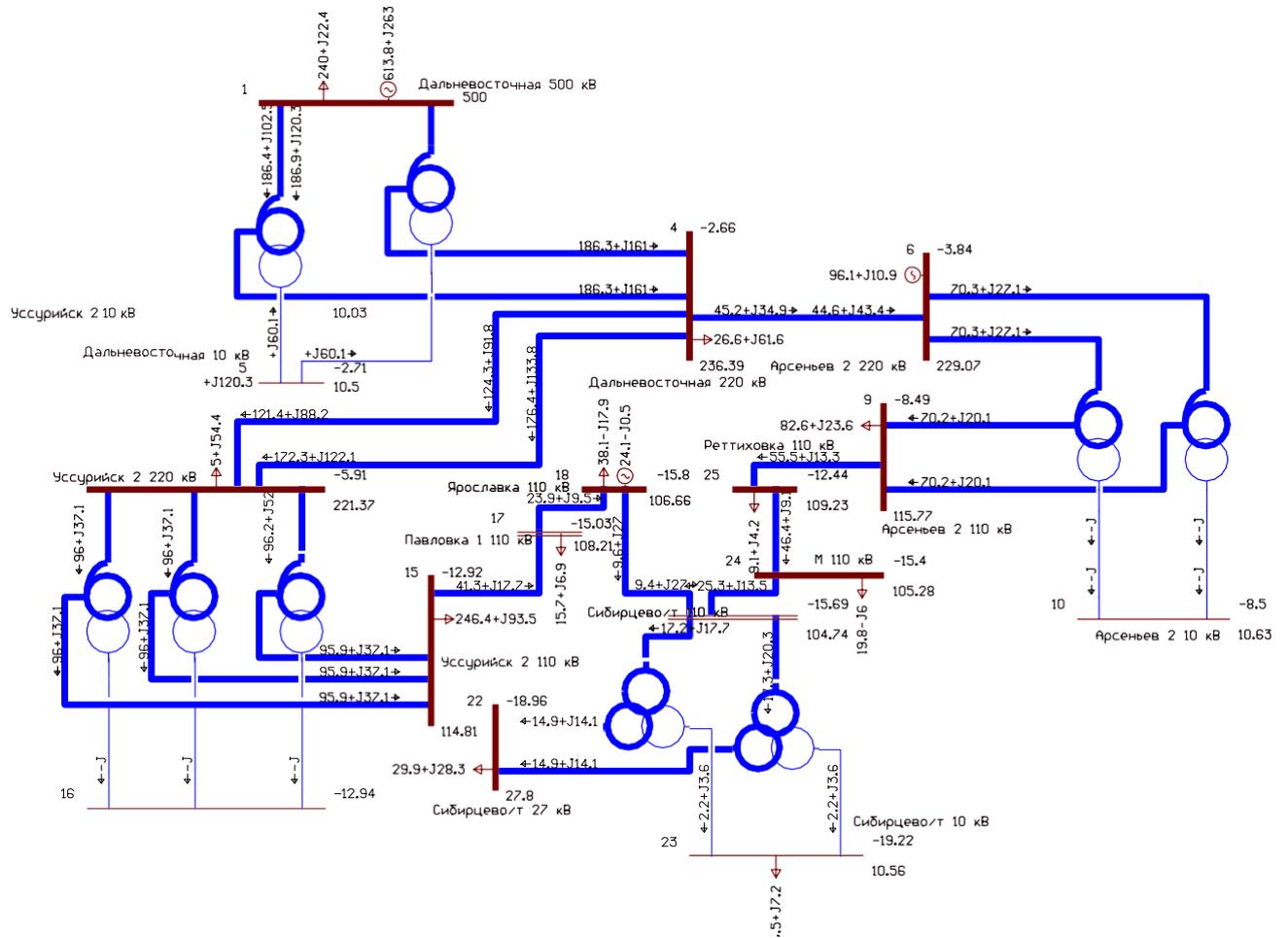
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ ном	нР_ нQ_ н	P_ rQ	здQ_ rVn rma	Q_ x	V	dV					Delta
База1	Дальневосточная	500 кВ500		240		22,4		613,8	263	500	200	500		
Нагр2	Дальневосточная	Н1 500											486,35	-2,73-2,67
Нагр3	Дальневосточная	Н2 500											486,35	-2,73-2,67
Нагр4	Дальневосточная	220 кВ220		26,6		61,6							236,39	7,45-2,66
Ген5	Дальневосточная	10 кВ10							120,3	10,5	200	200	10,5	-2,71
Нагр6	Арсеньев 2	0 кВ220						96,1	10,9				229,07	4,12-3,84
Нагр7	Арсеньев 2	Н1 220											222,78	1,27-8,5
Нагр8	Арсеньев 2	Н2 220											222,78	1,27-8,5
Нагр9	Арсеньев 2	0 кВ110				82,6	23,6						115,77	5,24-8,49
Нагр10	Арсеньев 2	0 кВ10											10,63	1,25-8,5
Нагр11	Урицкий 2	20 кВ220				554,4							221,37	0,62-5,91
Нагр12	Урицкий 2	1 220											208,96	-5,02-12,94
Нагр13	Урицкий 2	2 220											208,96	-5,02-12,94
Нагр14	Урицкий 2	3 220											208,96	-5,02-12,94
Нагр15	Урицкий 2	10 кВ110			246,4	93,5							114,81	4,37-12,92
Нагр16	Урицкий 2	0 кВ10											10,03	-4,48-12,94
Нагр17	Павловка 1	10 кВ110				15,7	6,9						108,21	-1,63-15,03
Нагр18	Ярoslavka 0	кВ110				38,1	-17,9	24,1	-0,5				106,66	-3,04-15,8
Нагр19	Сибирцево/т	110 кВ110											104,74	-4,79-15,69
Нагр20	Сибирцево/т	Н1 110											111,33	1,21-19,01
Нагр21	Сибирцево/т	Н2 110											111,33	1,21-19,01
Нагр22	Сибирцево/т	27 кВ28				29,9	28,3						27,8	1,1-18,96
Нагр23	Сибирцево/т	10 кВ10				4,5	7,2						10,56	0,58-19,22
Нагр24	М110 кВ110					19,8	-6						105,28	-4,3-15,4
Нагр25	Реттиховка 1	10 кВ110				9,1	4,2						109,23	-0,7-12,44

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	GKт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нi max	Iзгр.		
Тр-р1	2	Дальневосточная	500 кВ - Дальневосточная Н1	0,58	61,1	24,2		1,5	1			-187	120	257
Тр-р1	3	Дальневосточная	500 кВ - Дальневосточная Н2	0,58	61,1	24,2		1,5	1			-187	120	257
Тр-р2	4	Дальневосточная	Н1 - Дальневосточная 220 кВ0,39					0,486	1	3	-186-161	292		
Тр-р3	4	Дальневосточная	Н2 - Дальневосточная 220 кВ0,39					0,486	1	3	-186-161	292		
Тр-р2	5	Дальневосточная	Н1 - Дальневосточная 10 кВ2,9	113,5				0,021				0	58	69
Тр-р3	5	Дальневосточная	Н2 - Дальневосточная 10 кВ2,9	113,5				0,021				0	58	69
ЛЭП4	6	Дальневосточная	220 кВ - Арсеньев 2 220 кВ9,16	32,93	-196,8							-45	35	57 25,7
Тр-р6	7	Арсеньев 2	0 кВ - Арсеньев 2 Н1	0,55		59,2	11,8	1,2	1			-70	27	90
Тр-р6	8	Арсеньев 2	0 кВ - Арсеньев 2 Н2	0,55		59,2	11,8	1,2	1			-70	27	90
Тр-р7	9	Арсеньев 2	Н1 - Арсеньев 2 110 кВ0,48					0,52	4	2	-70-20	189		
Тр-р8	9	Арсеньев 2	Н2 - Арсеньев 2 110 кВ0,48					0,52	4	2	-70-20	189		
Тр-р7	10	Арсеньев 2	Н1 - Арсеньев 2 10 кВ		3,2	131		0,048				0	0	0
Тр-р8	10	Арсеньев 2	Н2 - Арсеньев 2 10 кВ		3,2	131		0,048				0	0	0
ЛЭП9	25	Арсеньев 2	110 кВ - Реттиховка 110 кВ8,31			17,63	-113,4					-58	17	302 67,8
ЛЭП25	24	Реттиховка 1	110 кВ - М 110 кВ		6,68	14,17	-91,2					-46	9	211 564
ЛЭП24	19	М 110 кВ	- Си бирцево/т 110 кВ		0,8	2,69	-18,7					-25	14	58 25,9
Тр-р19	20	Сибирцево/т	110 кВ - Сибирцево/т Н1	0,9		35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-20	147
Тр-р19	21	Сибирцево/т	110 кВ - Сибирцево/т Н2	0,9		35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-20	147
Тр-р20	22	Сибирцево/т	Н1 - Сибирцево/т 27 кВ0,9					0,25				-15	14	07
Тр-р21	22	Сибирцево/т	Н2 - Сибирцево/т 27 кВ0,9					0,25				-15	14	07
Тр-р20	23	Сибирцево/т	Н1 - Сибирцево/т 10 кВ0,9			20,7		0,095				-24		02
Тр-р21	23	Сибирцево/т	Н2 - Сибирцево/т 10 кВ0,9			20,7		0,095				-24		02

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

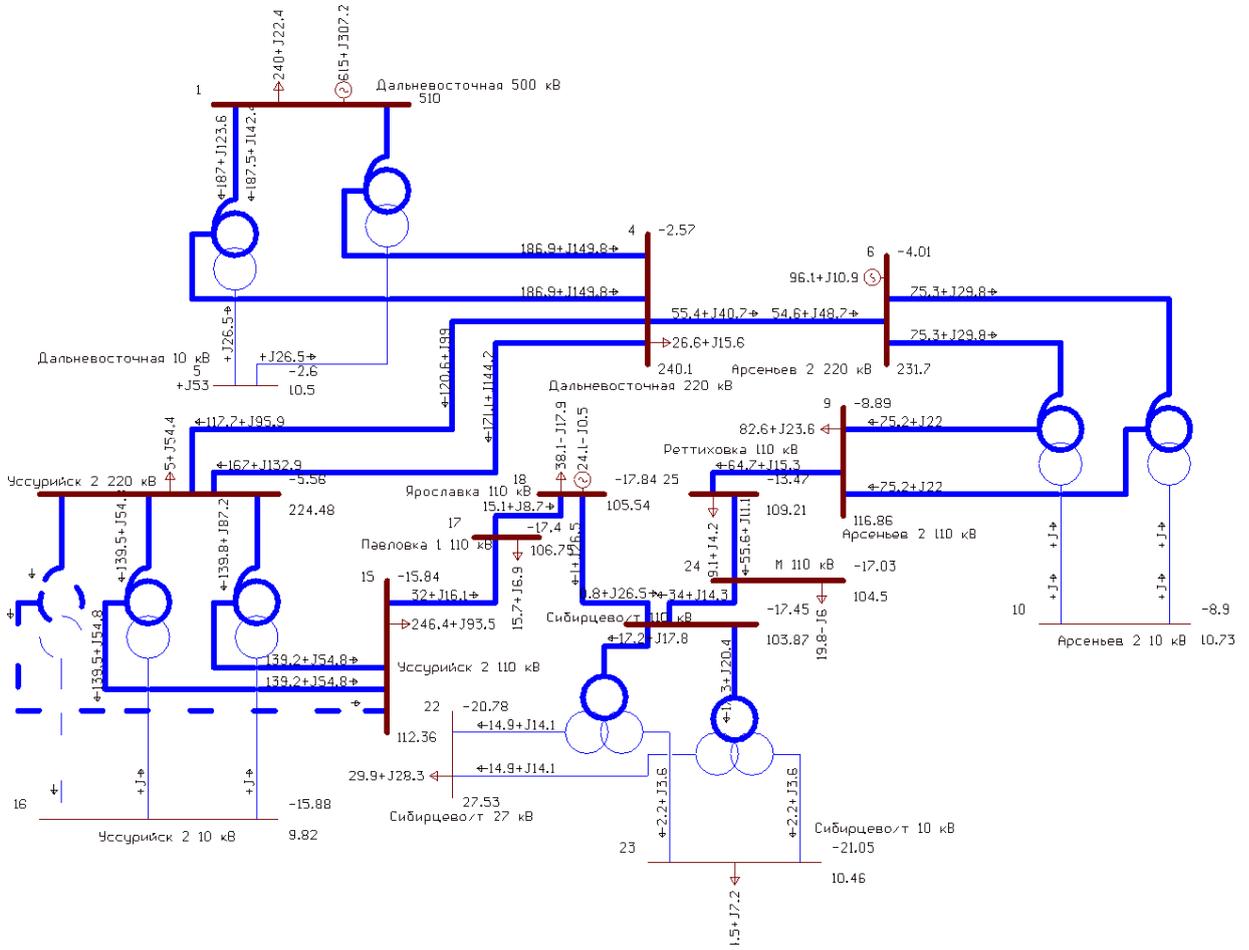


Продолжение приложение Б. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ ном Райо	ном н	нР_	гQ	гV/n здQ_ rma	Q_ x	V	dV					Delta
База1	Дальневосточная	500 кВ	500	1			22,4		615	307,2	510-200	200	510	2	
Нагр2	Дальневосточная	Н1	500	1									493,98	-1,2-2,58	
Нагр3	Дальневосточная	Н2	500	1									493,98	-1,2-2,58	
Нагр4	Дальневосточная	220 кВ	220	1	26,6		15,6						240,1	9,14-2,57	
Ген5	Дальневосточная	10 кВ	10	1						53	10,5-200	200	10,5-2,6		
Нагр6	Арсеньев 2	0 кВ	220	1					96,1	10,9			231,7	5,32-4,01	
Нагр7	Арсеньев 2	Н1	220			1							224,89	2,22-8,9	
Нагр8	Арсеньев 2	Н2	220			1							224,89	2,22-8,9	
Нагр9	Арсеньев 2	0 кВ	110	1			82,6	23,6					116,86	6,24-8,89	
Нагр10	Арсеньев 2	0 кВ	110			1							10,73	2,21-8,9	
Нагр10	Арсеньев 2	20 кВ	220	1			554,4						224,48	2,04-5,56	
Нагр11	Уссурийск 2	1	220			1									-12,94
Нагр12	Уссурийск 2	2	220			1							204,62	-6,99-15,88	
Нагр13	Уссурийск 2	3	220			1							204,62	-6,99-15,88	
Нагр14	Уссурийск 2	10 кВ	110	1			246,4	93,5					112,36	2,14-15,84	
Нагр15	Уссурийск 2	0 кВ	110			1							9,82	-6,46-15,88	
Нагр16	Уссурийск 2	0 кВ	110			1							106,75	-2,96-17,4	
Нагр17	Павловка 1	10 кВ	110	1			15,7	6,9					105,54	-4,06-17,84	
Нагр18	Ярославка 0	кВ	110	1			38,1	-17,9	24,1	0,5			103,87	-5,57-17,45	
Нагр19	Сибирцево/т	Н1	110	1									110,26	0,23-20,84	
Нагр20	Сибирцево/т	Н2	110	1									110,26	0,23-20,84	
Нагр21	Сибирцево/т	27 кВ	28	1			29,9	28,3					27,53	0,12-20,78	
Нагр22	Сибирцево/т	10 кВ	110	1			4,5	7,2					10,46	-0,41-21,05	
Нагр23	Сибирцево/т	110				1	19,8	-6					104,5	-5-17,03	
Нагр24	Меттиховка	10 кВ	110	1			9,1	4,2					109,21	-0,72-13,47	

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	GKt/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_чл max	I загр.			
Тр-р1	2	Дальневосточная	500 кВ - Дальневосточная Н1	0,58	61,1	24,2		1,5	1			-187	142	267	
Тр-р1	3	Дальневосточная	500 кВ - Дальневосточная Н2	0,58	61,1	24,2		1,5	1			-187	142	267	
Тр-р2	4	Дальневосточная	Н1 - Дальневосточная 220 кВ0,39					0,486	1	3	-187-150	280			
Тр-р3	4	Дальневосточная	Н2 - Дальневосточная 220 кВ0,39					0,486	1	3	-187-150	280			
Тр-р2	5	Дальневосточная	Н1 - Дальневосточная 10 кВ2,9	113,5				0,021			0	26	31		
Тр-р3	5	Дальневосточная	Н2 - Дальневосточная 10 кВ2,9	113,5				0,021			0	26	31		
ЛЭП4	6	Дальневосточная	220 кВ - Арсеньев 2 220 кВ9,16	32,93-196,8							-55	41	82	29,9	
Тр-р6	7	Арсеньев 2	0 кВ - Арсеньев 2 Н1	0,55		59,2	11,8	1,2	1		-75	30	202		
Тр-р6	8	Арсеньев 2	0 кВ - Арсеньев 2 Н2	0,55		59,2	11,8	1,2	1		-75	30	202		
Тр-р7	9	Арсеньев 2	Н1 - Арсеньев 2 110 кВ0,48					0,52	4	2	-75-22	201			
Тр-р8	9	Арсеньев 2	Н2 - Арсеньев 2 110 кВ0,48					0,52	4	2	-75-22	201			
Тр-р7	10	Арсеньев 2	Н1 - Арсеньев 2 10 кВ		3,2	131		0,048			0	0	0		
Тр-р8	10	Арсеньев 2	Н2 - Арсеньев 2 10 кВ		3,2	131		0,048			0	0	0		
ЛЭП9	25	Арсеньев 2	110 кВ - Реттиховка 110 кВ8,31			17,63-113,4					-68	20	51	78,9	
ЛЭП25	24	Реттиховка	110 кВ - М 110 кВ		6,68	14,17-91,2					-56	11	300	67,5	
ЛЭП24	19	М 110 кВ	- Си бирцево/т 110 кВ		0,8	2,69-18,7					-34	14	204	33,4	
Тр-р19	20	Си бирцево/т	110 кВ - Сибирцево/т Н1	0,9		35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17-20	149		
Тр-р19	21	Си бирцево/т	110 кВ - Сибирцево/т Н2	0,9		35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17-20	149		
Тр-р20	22	Си бирцево/т	Н1 - Сибирцево/т 27 кВ0,9					0,25			-15	14	208		
Тр-р21	22	Си бирцево/т	Н2 - Сибирцево/т 27 кВ0,9					0,25			-15	14	208		
Тр-р20	23	Си бирцево/т	Н1 - Сибирцево/т 10 кВ0,9			20,7		0,095			-24	2	2		
Тр-р21	23	Си бирцево/т	Н2 - Сибирцево/т 10 кВ0,9			20,7		0,095			-24	2	2		
ЛЭП19	18	Си бирцево/т	110 кВ - Ярославка 110 кВ3,04			6,45-41,5					1	27	148	33,2	
ЛЭП18	17	Ярославка	110 кВ - Павловка 110 кВ3,78			8,02-51,6					15	9	96	21,6	

Продолжение приложение Б.
 Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ ном Райо	нр_ нQ_ н	P_ гQ	гVn здQ_ rma	Q_ x V	dV					Delta
Нагр3Даль	3	Дальневосточная 500 кВ	500	1								501,69	0,34-2,61
Нагр4Даль	4	Дальневосточная 220 кВ	220	1	26,6	15,6						243,85	10,84-2,6
Ген5Даль	5	Дальневосточная 10 кВ	10	1				-14,9	10,5-	200	200	10,5-2,61	
Нагр6Арс	6	Арсеньев 2 220 кВ	220	1			96,1	10,9				242,7	10,32-2,07
Нагр7Арс	7	Арсеньев 2 220 кВ	220	1								239,47	8,85-4,47
Нагр8Арс	8	Арсеньев 2 220 кВ	220	1								239,47	8,85-4,47
Нагр9Арс	9	Арсеньев 2 110 кВ	110	1		82,6	23,6					124,48	13,16-4,47
Нагр10Ар	10	Арсеньев 2 10 кВ	10	1								11,43	8,83-4,47
Нагр11Усс	11	Уссурийск 2 220 кВ	220	1		554,4						223,21	1,46-6,45
Нагр12Усс	12	Уссурийск 2 110 кВ	110	1								204,2	-7,18-15,5
Нагр13Усс	13	Уссурийск 2 110 кВ	110	1								204,2	-7,18-15,5
Нагр14Усс	14	Уссурийск 2 110 кВ	110	1								204,2	-7,18-15,5
Нагр15Усс	15	Уссурийск 2 10 кВ	10	1		246,4	93,5					112,15	1,96-15,47
Нагр16Усс	16	Уссурийск 2 10 кВ	10	1								9,8	-6,65-15,5
Нагр17Пав	17	Павловка 1 10 кВ	10	1		15,7	6,9					90,39	-17,83-214
Нагр18Яр	18	Ярославка 1 10 кВ	10	1		38,1	-17,9	24,1	0,5			83,41	-24,18-254
Нагр19Сибирцево	19	Сибирцево/т 110 кВ	110	1								77,18	-29,83-283
Нагр20Сибирцево	20	Сибирцево/т Н1	110	1								76,2	-30,73-349
Нагр21Сибирцево	21	Сибирцево/т Н2	110	1								76,2	-30,73-349
Нагр22Сибирцево	22	Сибирцево/т 27 кВ	28	1		29,9	28,3					19	-30,89-346
Нагр23Сибирцево	23	Сибирцево/т 10 кВ	10	1		4,5	7,2					7,18	-31,66-352
Нагр24М110	24	Михайловка 110 кВ	110	1		19,8	-6					76,95	-30,04-289
Нагр25Рет	25	Реттиховка 10 кВ	10	1		9,1	4,2					75,4	-31,46-29

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	GKT/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_нач	U_нач	I_загр.		
Тр-р1	2	Даль	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н1	0,58	61,1	24,2		1,5	1				-199	210	318	
Тр-р1	3	Даль	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н2	0,58	61,1	24,2		1,5	1				-199	210	318	
Тр-р2	4	Даль	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 220 кВ0,39					0,486	1	3	-198	-178	306			
Тр-р3	4	Даль	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 220 кВ0,39					0,486	1	3	-198	-178	306			
Тр-р2	5	Даль	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 10 кВ2,9	113,5				0,021					0	-7	9	
Тр-р3	5	Даль	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 10 кВ2,9	113,5				0,021					0	-7	9	
ЛЭП4	6	Даль	Дальневосточная 220 кВ - Арсеньев 2 220 кВ9,16	32,93	-196,8								13	-6	13	8,7
Тр-р6	7	Арс	Арсеньев 2 0 кВ - Арсеньев 2 Н1	0,55		59,2	11,8	1,2	1				-41	14	104	
Тр-р6	8	Арс	Арсеньев 2 0 кВ - Арсеньев 2 Н2	0,55		59,2	11,8	1,2	1				-41	14	104	
Тр-р7	9	Арс	Арсеньев 2 110 кВ0,48					0,52	4	2	-41	-12	104			
Тр-р8	9	Арс	Арсеньев 2 110 кВ0,48					0,52	4	2	-41	-12	104			
Тр-р7	10	Арс	Арсеньев 2 10 кВ		3,2	131		0,048					0	0	0	
Тр-р8	10	Арс	Арсеньев 2 10 кВ		3,2	131		0,048					0	0	0	
ЛЭП9	25	Арс	Арсеньев 2 110 кВ - Реттиховка 110 кВ8,31			17,63	-113,4									
ЛЭП25	24	Рет	Реттиховка 110 кВ - М 110 кВ	6,68	14,17	-91,2							9	4	76	17,2
ЛЭП24	19	М1	10 кВ - Сибирцево/т 110 кВ	0,8	2,69	-18,7							29	-2	2,7	35,6
Тр-р19	20	Сибирцево	Сибирцево/т Н1	0,9		35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-23	213		
Тр-р19	21	Сибирцево	Сибирцево/т Н2	0,9		35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-23	213		
Тр-р20	22	Сибирцево	Сибирцево/т 27 кВ0,9					0,25					-15	14	104	
Тр-р21	22	Сибирцево	Сибирцево/т 27 кВ0,9					0,25					-15	14	104	
Тр-р20	23	Сибирцево	Сибирцево/т 10 кВ0,9					0,095					-24	104	104	
Тр-р21	23	Сибирцево	Сибирцево/т 10 кВ0,9					0,095					-24	104	104	
ЛЭП19	18	Сибирцево	Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ3,04			6,45	-41,5						64	44	578	129,8
ЛЭП18	17	Ярославка	Ярославка 110 кВ - Павловка 110 кВ3,78			8,02	-51,6						81	32	603	135,4

ПРИЛОЖЕНИЕ В

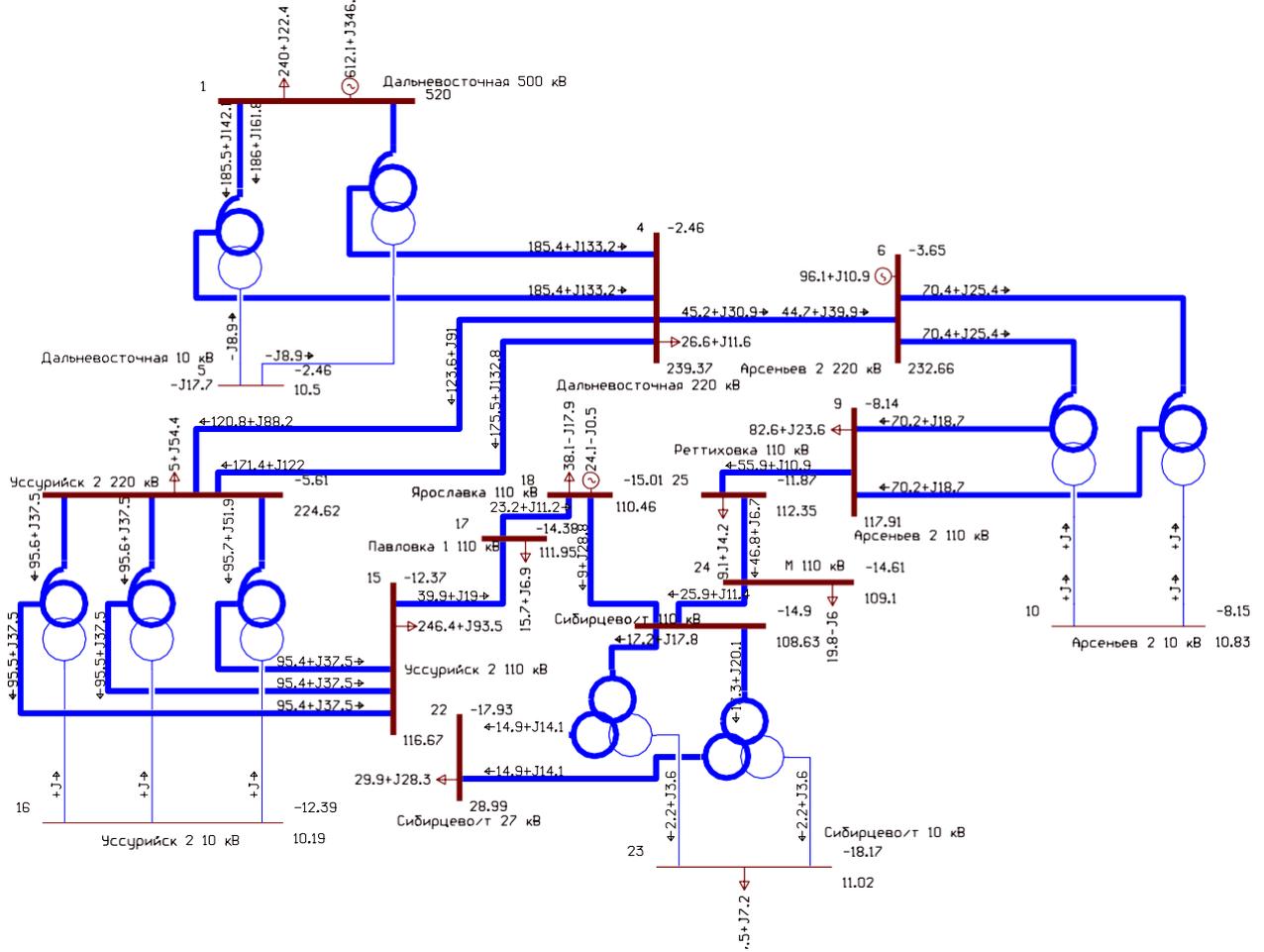
Расчёт в программе RastWin 3 с заменой провода

Тип	Номер	Название	U_ ном	нР_ нQ_ н	P_ гQ	rV_ здCn	Q_ x	V	dV					Delta	
База1Дальневосточная	500	кВ500		240		22,4		612,1	346,1	520	200	520	4		
Нагр2Дальневосточная	Н1	500										502,01	0,4	-2,47	
Нагр3Дальневосточная	Н2	500										502,01	0,4	-2,47	
Нагр4Дальневосточная	220	кВ220		26,6		11,6						239,37	8,8	-2,46	
Ген5Дальневосточная	10	кВ10							-17,7	10,5200	200	10,5	2,46		
Нагр6Арсеньев 2	220							96,1	10,9			232,66	5,76	-3,65	
Нагр7Арсеньев 2	Н1	220										226,9	3,13	-8,15	
Нагр8Арсеньев 2	Н2	220										226,9	3,13	-8,15	
Нагр9Арсеньев 2	0	кВ110				82,6	23,6					117,91	7,19	-8,14	
Нагр10Арсеньев 2	0	кВ10										10,83	3,12	-8,15	
Нагр11Урсур 2	20	кВ220				554,4						224,62	2,1	-5,61	
Нагр12Урсур 2	1	220										212,35	3,48	-12,39	
Нагр13Урсур 2	2	220										212,35	3,48	-12,39	
Нагр14Урсур 2	3	220										212,35	3,48	-12,39	
Нагр15Урсур 2	10	кВ110		246,4	93,5							116,67	6,06	-12,37	
Нагр16Урсур 2	0	кВ10										10,19	2,93	-12,39	
Нагр17Павловка 1	10	кВ110		15,7	6,9							111,95	1,77	-14,38	
Нагр18Ярославка 0	0	кВ110		38,1	-17,9	24,1	-0,5					110,46	0,42	-15,01	
Нагр19Сибирцево/т	110	кВ110										108,63	1,25	-14,9	
Нагр20Сибирцево/т	Н1	110										116,07	5,52	-17,98	
Нагр21Сибирцево/т	Н2	110										116,07	5,52	-17,98	
Нагр22Сибирцево/т	27	кВ28				29,9	28,3					28,99	5,41	-17,93	
Нагр23Сибирцево/т	10	кВ10		4,5	7,2							11,02	4,91	-18,17	
Нагр24МТТиховка 110	кВ110			19,8	-6							109,1	0,82	-14,61	
Нагр25Ре	1	10	кВ110	9,1	4,2							112,35	2,13	-11,87	
Тип нач	N_ кон	Название		R	X	B	GкТ/г	N_ анц	БД_ анц	P_ нач	Q_ н	И max	l загр.		
Тр- р1	2Дальневосточная	ная 500 кВ - Дальневосточная	Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1				-186	162	274	
Тр- р1	3Дальневосточная	ная 500 кВ - Дальневосточная	Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1				-186	162	274	
Тр- р2	4Дальневосточная	ная Н1 - Дальневосточная	220 кВ0,39					0,477	2		3	-186	133	263	
Тр- р3	4Дальневосточная	ная Н2 - Дальневосточная	220 кВ0,39					0,477	2		3	-186	133	263	
Тр- р2	5Дальневосточная	ная Н1 - Дальневосточная	10 кВ2,9	113,5				0,021				0	-9	0	
Тр- р3	5Дальневосточная	ная Н2 - Дальневосточная	10 кВ2,9	113,5				0,021				0	-9	0	
ЛЭП4	6Дальневосточная	ная 220 кВ - Арсеньев 2	220 кВ9,16	32,93	-196,8							-45	31	49	24,4
Тр- р6	7Арсеньев 2	0 кВ - Арсеньев 2	Н1	0,55		59,2	11,8	1,2	1			-70	25	86	
Тр- р6	8Арсеньев 2	0 кВ - Арсеньев 2	Н2	0,55		59,2	11,8	1,2	1			-70	25	86	
Тр- р7	9Арсеньев 2	110 кВ0,48	Н1					0,52	4		2	-70	19	185	

Тр- р8	9Арс	еньев 2 Н2	- Арсеньев 2 110 кВ0,48						0,52	4	2-70-19	185			
Тр- р7	10Арс	еньев 2 Н1	- Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131				0,048			0	0	0	
Тр- р8	10Арс	еньев 2 Н2	- Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131				0,048			0	0	0	
ЛЭП9	25Арс	еньев 2 Н1	0 кВ - Реттиховка 110 кВ7,6			16,8-109						-58,14	293	35,2	
ЛЭП25	24Рет	тиховка 1	10 кВ - М 110 кВ	6	13,48-85,8							-47,7	244	293	
ЛЭП24	19М 1	10 кВ - Си	бирцево/т 110 кВ	0,8	2,69-18,7							-26,11	50	24,6	
Тр- р19	20Си	бирцево/т	110 кВ - Сибирцево/т Н1	0,9		35,5	24,2	4,8	1,136	16	1-17-20	141			
Тр- р19	21Си	бирцево/т	110 кВ - Сибирцево/т Н2	0,9		35,5	24,2	4,8	1,136	16	1-17-20	141			
Тр- р20	22Си	бирцево/т	Н1 - Сибирцево/т 27 кВ0,9						0,25			-15,14	02		
Тр- р21	22Си	бирцево/т	Н2 - Сибирцево/т 27 кВ0,9						0,25			-15,14	02		
Тр- р20	23Си	бирцево/т	Н1 - Сибирцево/т 10 кВ0,9			20,7			0,095			-2,4	21		
Тр-р21	23Си	бирцево/т	Н2 - Сибирцево/т 10 кВ0,9			20,7			0,095			-2,4	21		
ЛЭП19	18Сиби	рцево/т	110 кВ - Ярославка 110 кВ2,7			6,12-39						9	29	160	19,3
ЛЭП18	17Яро	славка 110	кВ - Павловка 1 110 кВ3,45			7,6-49,4						23	11	134	16,2
ЛЭП17	15Пав	ловка 1 110	кВ - Уссурийск 2 110 кВ6,7			14,8-96,2						39	18	221	26,6
Тр-р11	12Усс	урийск 2 220	кВ - Уссурийск 2 Н1	0,55		59,2	11,8	1,2	1			-96,52	80		
Тр-р11	13Усс	урийск 2 220	кВ - Уссурийск 2 Н2	0,55		59,2	11,8	1,2	1			-96,52	80		
Тр-р11	14Усс	урийск 2 220	кВ - Уссурийск 2 Н3	0,55		59,2	11,8	1,2	1			-96,52	80		
Тр-р12	15Усс	урийск 2 Н1 -	Уссурийск 2 110 кВ0,48						0,55	1	2-96-38	279			
Тр-р13	15Усс	урийск 2 Н2 -	Уссурийск 2 110 кВ0,48						0,55	1	2-96-38	279			
Тр-р14	15Усс	урийск 2 Н3 -	Уссурийск 2 110 кВ0,48						0,55	1	2-96-38	279			
Тр-р12	16Усс	урийск 2 Н1 -	Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131				0,048			0	0	0	
Тр-р13	16Усс	урийск 2 Н2 -	Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131				0,048			0	0	0	
Тр-р14	16Усс	урийск 2 Н3 -	Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131				0,048			0	0	0	
ЛЭП4	11Дал	невосточная	220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ4,67	20,46-125,9								-175,133	541	78,4	
ЛЭП4	11Дал	невосточная	220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ6,63	29,04-178,7								-124,91	84	55,7	

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчёт в программе RastWin 3 с заменой провода



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчёт в программе RastWin 3 с заменой провода

Тип	Номер	Название	U_ном	Райо	нР_нQ_н	P_rQ	_rV_здQ_п	Q_гх	V	dV					Delta
База1	Дальневосточная 500 кВ	500	500		240		22,4	612,4	381,5		525	200	525	5	
Нагр2	Дальневосточная Н1		500										505,13	1,03-2,43	
Нагр3	Дальневосточная Н2		500										505,13	1,03-2,43	
Нагр4	Дальневосточная 220 кВ	220			26,6		11,6						240,86	9,48-2,42	
Ген5	Дальневосточная 10 кВ	10								-45,2	10,5	200	10,5-2,42		
Нагр6	Арсеньев 2 0 кВ	220						96,1	10,9				233,85	6,29-3,57	
Нагр7	Арсеньев 2 Н1		220										227,79	3,54-8,03	
Нагр8	Арсеньев 2 Н2		220										227,79	3,54-8,03	
Нагр9	Арсеньев 2 0 кВ	110					82,6	23,6					118,37	7,61-8,02	
Нагр10	Арсеньев 2 10 кВ												10,87	3,52-8,03	
Нагр11	Уссурийск 2 220 кВ	220					554,4						226,02	2,74-5,52	
Нагр12	Уссурийск 2 Н1		220										213,51	-2,95-12,24	
Нагр13	Уссурийск 2 Н2		220										213,51	-2,95-12,24	
Нагр14	Уссурийск 2 Н3		220										213,51	-2,95-12,24	
Нагр15	Уссурийск 2 110 кВ	110				246,4	93,5						117,31	6,65-12,22	
Нагр16	Уссурийск 2 10 кВ												10,25	-2,4-12,24	
Нагр17	Павловка 1 10 кВ	110					15,7	6,9					112,15	1,95-14,14	
Нагр18	Ярославка 0 кВ	110					38,1	-17,9	24,1	0,5			110,42	0,38-14,73	
Нагр19	Сибирцево/110 кВ	110											108,4	-1,45-14,59	
Нагр20	Сибирцево/Н1		110											-17,98	
Нагр21	Сибирцево/Н2		110										106,64	-3,05-21,33	
Нагр22	Сибирцево/27 кВ	28					29,9	28,3					26,6	-3,28-21,2	
Нагр23	Сибирцево/10 кВ	10					4,5	7,2					10,04	-4,38-21,77	
Нагр24	М 110 кВ	110					19,8	-6					108,93	-0,97-14,31	
Нагр25	Реттиховка 110 кВ	110					9,1	4,2					112,47	2,25-11,64	
ТипN_нач	N_кон	Название					R	X	B	ГКт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_кл max	I_загр.
Тр-р1	2	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н1				0,58	61,1	24,2		1,5	1			-186	180 284
Тр-р1	3	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н2				0,58	61,1	24,2		1,5	1			-186	180 284
Тр-р2	4	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 220 кВ,39									0,477	2	3-186	136 263	
Тр-р3	4	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 220 кВ,39									0,477	2	3-186	136 263	
Тр-р2	5	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 10 кВ2,9				113,5					0,021			0-23 26	
Тр-р3	5	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 10 кВ2,9				113,5					0,021			0-23 26	
ЛЭП4	6	Дальневосточная 220 кВ - Арсеньев 2 220 кВ9,16				32,93	196,8							-45	33 52 24,9
Тр-р6	7	Арсеньев 2 0 кВ - Арсеньев 2 Н1				0,55		59,2	11,8	1,2	1			-70	27 86
Тр-р6	8	Арсеньев 2 0 кВ - Арсеньев 2 Н2				0,55		59,2	11,8	1,2	1			-70	27 86
Тр-р7	9	Арсеньев 2 - Арсеньев 2 110 кВ,48									0,52	4	2-70-20	185	
Тр-р8	9	Арсеньев 2 - Арсеньев 2 110 кВ,48									0,52	4	2-70-20	185	
Тр-р7	10	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 10 кВ					3,2	131			0,048			0 0 0	
Тр-р8	10	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 10 кВ					3,2	131			0,048			0 0 0	
ЛЭП9	25	Арсеньев 2 110 кВ - Реттиховка 110 кВ7,6						16,8	-109					-58	16 94 35,4
ЛЭП25	24	Реттиховка 110 кВ - М 110 кВ					6	13,48	-85,8					-47	9 25 295
ЛЭП24	19	М 110 кВ - Сибирцево/110 кВ					0,8	2,69	-18,7					-26	14 56 25,5
Тр-р19	20	Сибирцево/110 кВ - Сибирцево/Н1				0,9		35,5	24,2	4,8	1,136	16	1		
Тр-р19	21	Сибирцево/110 кВ - Сибирцево/Н2				0,9		35,5	24,2	4,8	1,136	16	1-35-46	307	
Тр-р20	22	Сибирцево/Н1 - Сибирцево/27 кВ,9									0,25				
Тр-р21	22	Сибирцево/Н2 - Сибирцево/27 кВ,9									0,25			-30	28 23
Тр-р20	23	Сибирцево/Н1 - Сибирцево/10 кВ,9						20,7			0,095				
Тр-р21	23	Сибирцево/Н2 - Сибирцево/10 кВ,9						20,7			0,095			-5	7 47
ЛЭП19	18	Сибирцево/110 кВ - Ярославка 110 кВ2,7						6,12	-39					9	32 177 21,3
ЛЭП18	17	Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ3,45						7,6	-49,4					23	15 144 17,4
ЛЭП17	15	Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ6,7						14,8	-96,2					39	21 230 27,7
Тр-р11	12	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н1				0,55		59,2	11,8	1,2	1			-96	53 80
Тр-р11	13	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н2				0,55		59,2	11,8	1,2	1			-96	53 80

Тр-р11	14Усс	урийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 НЗ	0,55		59,2	11,8	1,2	1			-9653	280		
Тр-р12	15Усс	урийск 2 Н1 - Уссурийск 2 110 кВ0,48						0,55	1	2-96-39	279			
Тр-р13	15Усс	урийск 2 Н2 - Уссурийск 2 110 кВ0,48						0,55	1	2-96-39	279			
Тр-р14	15Усс	урийск 2 Н3 - Уссурийск 2 110 кВ0,48						0,55	1	2-96-39	279			
Тр-р12	16Усс	урийск 2 Н1 - Уссурийск 2 110 кВ		3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р13	16Усс	урийск 2 Н2 - Уссурийск 2 110 кВ		3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р14	16Усс	урийск 2 Н3 - Уссурийск 2 110 кВ		3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП4	11Дал	ьневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ4,67	20,46-125,9								-176135	541	78,4	
ЛЭП4	11Дал	ьневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ6,63	29,04-178,7								-12492	385	55,7	

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Расчёт в программе RastWin 3 с заменой провода

Тип	Номер	Название	U_ном	Райо	нР_нQ_н	P_rQ	_rV_здQ_н	Q_rх	V	dV					Delta
База1	Дальневосточная 500 кВ	500			240		22,4	617,1	335,3	520	200	520	4		
Нагр2	Дальневосточная Н1	500										502,65		0,53-2,5	
Нагр3	Дальневосточная Н2	500										502,65		0,53-2,5	
Нагр4	Дальневосточная 220 кВ	220			26,6		11,6					244,32		11,05-2,49	
Ген5	Дальневосточная 10 кВ	10								-23,4	10,5200	200	10,5-2,49		
Нагр6	Арсеньев 2 0 кВ	220						96,1	10,9			243,17		10,53-1,96	
Нагр7	Арсеньев 2 Н1	220										239,95		9,07-4,36	
Нагр8	Арсеньев 2 Н2	220										239,95		9,07-4,36	
Нагр9	Арсеньев 2 0 кВ	110					82,6	23,6				124,73		13,39-4,35	
Нагр10	Арсеньев 2 10 кВ	110										11,45		9,05-4,36	
Нагр11	Уссурийск 2 220 кВ	220					554,4					228,89		4,04-6,27	
Нагр12	Уссурийск 2 Н1	220										217,33		1,21-14,19	
Нагр13	Уссурийск 2 Н2	220										217,33		1,21-14,19	
Нагр14	Уссурийск 2 Н3	220										217,33		1,21-14,19	
Нагр15	Уссурийск 2 110 кВ	110				246,4	93,5					119,39		8,54-14,17	
Нагр16	Уссурийск 2 10 кВ	110										10,43		0,65-14,19	
Нагр17	Павловка 1 110 кВ	110					15,7	6,9				113,45		3,14-20,31	
Нагр18	Ярославка 0 кВ	110					38,1	17,9	24,1	35		111,77		1,61-23,23	
Нагр19	Сибирцево/110 кВ	110										108,03		1,79-24,6	
Нагр20	Сибирцево/Н1	110										111,55		1,41-27,71	
Нагр21	Сибирцево/Н2	110										111,55		1,41-27,71	
Нагр22	Сибирцево/27 кВ	220					29,9	28,3				27,86		1,3-27,65	
Нагр23	Сибирцево/10 кВ	110					4,5	7,2				10,58		0,78-27,91	
Нагр24	М 110 кВ	110					19,8	6				107,88		1,93-25	
Нагр25	Реттиховка 110 кВ	110					9,1	4,2				106,9		2,82-25,5	
ТипN_нач	N_кон	Название				R	X	B	GKт/г	N_анц	БД_анц	P_начQ_нl max	I загр.		
Тр-р1	2	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н1			0,58	61,1	24,2		1,5	1		-189	156	272	
Тр-р1	3	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н2			0,58	61,1	24,2		1,5	1		-189	156	272	
Тр-р2	4	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 220 кВ	0,39							0,486	1	3-188-125	259		
Тр-р3	4	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 220 кВ	0,39							0,486	1	3-188-125	259		
Тр-р2	5	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 10 кВ	2,9		113,5					0,021		0-12	13		
Тр-р3	5	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 10 кВ	2,9		113,5					0,021		0-12	13		
ЛЭП4	6	Дальневосточная 220 кВ - Арсеньев 2 220 кВ	9,16		32,93	196,8						13-6	13	8,7	
Тр-р6	7	Арсеньев 2 0 кВ - Арсеньев 2 Н1			0,55		59,2	11,8	1,2	1		-41	14	104	
Тр-р6	8	Арсеньев 2 0 кВ - Арсеньев 2 Н2			0,55		59,2	11,8	1,2	1		-41	14	104	
Тр-р7	9	Арсеньев 2 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48							0,52	4	2-41-12	103		
Тр-р8	9	Арсеньев 2 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48							0,52	4	2-41-12	103		
Тр-р7	10	Арсеньев 2 - Арсеньев 2 10 кВ				3,2	131			0,048		0	0	0	
Тр-р8	10	Арсеньев 2 - Арсеньев 2 10 кВ				3,2	131			0,048		0	0	0	
ЛЭП9	25	Арсеньев 2 110 кВ - Реттиховка 110 кВ	7,6				16,8	109							
ЛЭП25	24	Реттиховка 110 кВ - М 110 кВ				6	13,48	85,8				9	4	54	6,5
ЛЭП24	19	М 110 кВ - Сибирцево/т 110 кВ				0,8	2,69	18,7				29-3	116	25,5	
Тр-р19	20	Сибирцево/110 кВ - Сибирцево/т Н1			0,9		35,5	24,2	4,8	1,099	14	1-17-20	142		
Тр-р19	21	Сибирцево/110 кВ - Сибирцево/т Н2			0,9		35,5	24,2	4,8	1,099	14	1-17-20	142		
Тр-р20	22	Сибирцево/Н1 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9							0,25		-15	14	107	
Тр-р21	22	Сибирцево/Н2 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9							0,25		-15	14	107	
Тр-р20	23	Сибирцево/Н1 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9				20,7			0,095		-24	12		
Тр-р21	23	Сибирцево/Н2 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9				20,7			0,095		-24	12		
ЛЭП19	18	Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ	2,7				6,12	39				64	38	395	47,6
ЛЭП18	17	Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ	3,45				7,6	49,4				79-13	114	49,8	
ЛЭП17	15	Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ	6,7				14,8	96,2				96-3	41	59,1	
Тр-р11	12	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н1			0,55		59,2	11,8	1,2	1		-116	52	122	
Тр-р11	13	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н2			0,55		59,2	11,8	1,2	1		-116	52	122	
Тр-р11	14	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н3			0,55		59,2	11,8	1,2	1		-116	52	122	
Тр-р12	15	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48							0,55	1	2-116-33	321		

Тр-р13	15Усс	урийск 2 ф2 - Уссурийск 2 110 кВ0,48					0,55	1	2-116-33	321		
Тр-р14	15Усс	урийск 2 ф3 - Уссурийск 2 110 кВ0,48					0,55	1	2-116-33	321		
Тр-р12	16Усс	урийск 2 ф1 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0
Тр-р13	16Усс	урийск 2 ф2 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0
Тр-р14	16Усс	урийск 2 ф3 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0
ЛЭП4	11Дал	ьневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ4,67 н	20,46-125,9							-213,138	608	88,1
ЛЭП4	11Дал	ьневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ6,63 н	29,04-178,7							-150,94	431	62,5