

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой



Н.В. Савина

« 29 » 06

2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 35-110 кВ
Приморского края в районе подстанции Надеждинская

Исполнитель
студент группы 642-062


подпись, дата

Р.Е. Калугин

Руководитель
профессор, канд.техн.наук


подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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


подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 25 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Калугина Ромна Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжение 35-110 кВ Приморского края в районе подстанции Надеждинская

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 19.06.2020
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ и ПТБ
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Общая характеристика района проектирования. 2. Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок. 3. Разработка конкурентно способных вариантов схем электрических сетей. 4. Расчёт и анализ установившихся режимов сети. 5. Расчет токов короткого замыкания. 6. Выбор и проверка электрических аппаратов. 7. Молниезащита и заземление. 8. Релейная защита и автоматика. 9. Безопасность и экологичность
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная схема электрической сети. 2. Варианты подключения ПС. 3. Расчет нормальных и послеаварийных проектируемой сети. 4. План разрез подстанции. 5. Однолинейная подробная схема проектируемой ПС. 6. Молниезащита и заземление. 7. Релейная защита трансформатора.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков
7. Дата выдачи задания 24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ю.В. Мясоедов, профессор, к.т.н.

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

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.20, Калугин

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 137 с., 12 рисунков, 50 таблиц, 5 приложений, 28 источников

ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, НАДЁЖНОСТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В выпускной квалификационной работе разработан вариант развития сетей 35-110 кВ в районе ПС «Надеждинская» Приморского края путем.

В ходе работы были выполнены расчет режима сети; рассчитаны токи короткого замыкания для выбора и проверки оборудования; осуществлен выбор типа и мощности понижающих трансформаторов, трансформаторов собственных нужд; выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы напряжения и тока, шины распределительных устройств, токоведущие части и токопроводы, а также разработка релейная защита трансформатора. Описаны правила пожарной и электробезопасности на подстанции.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- АВР – автоматический ввод резерва;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПС – подстанция;
- КЗ – короткое замыкание;
- ВН – высокое напряжение;
- НН – низшее напряжение;
- РУ – распределительное устройство;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- ВЛ – воздушная линия;
- ЛЭП – линия электропередач;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ЭЭС – электроэнергетическая система

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Общая характеристика района проектирования	10
1.1 Характеристика сетей	10
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности Приморского края	10
1.3 Характеристика источников питания	12
1.4 Характеристика потребителей электроэнергии	13
2 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	16
2.1 Общие положения	16
2.2 Расчёт вероятностных характеристик электрических нагрузок	16
2.3 Прогнозирование электрических нагрузок для подстанций	21
3 Разработка конкурентно способных вариантов схем электрических сетей	23
3.1 Техническое обоснование возможных вариантов подключение новых подстанций в существующие сети	23
3.2 Расчет упрощенного потокораспределения активной мощности и выбор номинального напряжения	26
3.3 Выбор сечения проводов воздушной линии	27
3.4 Выбор силовых трансформаторов	30
3.5 Техничко-экономический расчёт	32
4 Расчёт и анализ установившихся режимов сети	39
4.1 Выбор начальных данных для расчёта режимов в ПВК «RastrWin3»	39
4.2 Исходные данные для расчёта установившегося режима	41
4.3 Расчет максимального режима сети	41
4.4 Расчет послеаварийного режима сети	43
5 Расчет токов короткого замыкания	48
5.1 Общие сведения	48
5.2 Составление схемы замещения	48

5.3	Определение параметров схемы замещения для расчёта в ПВК «RastrWin3»	49
5.4	Результат расчётов токов короткого замыкания	49
6	Выбор и проверка электрических аппаратов	52
6.1	Общие сведения	52
6.2	Выбор и проверка выключателей	52
6.3	Выбор и проверка разъединителей	55
6.4	Выбор и проверка ячеек КРУ	56
6.5	Выбор и проверка трансформатора тока	59
6.6	Выбор и проверка трансформатора напряжения	64
6.7	Выбор и проверка токоведущих частей	66
6.8	Выбор и проверка опорных изоляторов	68
6.9	Выбор и проверка ограничителей перенапряжений	71
6.10	Выбор и проверка трансформатора собственных нужд	73
6.11	Выбор и проверка аккумуляторных батарей	74
7	Молниезащита и заземление	78
7.1	Общие сведения	78
7.2	Расчёт заземлителя ОРУ 110 кВ	79
7.3	Расчёт молниезащиты подстанции «Надеждинская»	79
7.4	Анализ грозоупрности	81
8	Релейная защита и автоматика	82
8.1	Общие сведения о защите трансформатора	82
8.2	Устройства релейной защиты от повреждения трансформатора	82
8.3	Устройства релейной защиты от ненормальных режимов работы трансформатора	84
8.4	Исходные данные для расчета уставок защиты трансформатора с применением устройства «Сириус-ТЗ»	86
8.5	Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора	87
8.6	Расчёт уставок максимальной токовой защиты	96
8.7	Расчёт уставок от перегрузки трансформатора	101

8.8 Газовая защита трансформатора	102
9 Безопасности экологичность	103
9.1 Безопасность	103
9.2 Экологичность	106
9.3 Чрезвычайные ситуации	113
Заключение	115
Библиографический список	116
Приложение А – Расчёт оптимальных схем электрической сети в ПВК MathCad 15	119
Приложение Б – Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15	121
Приложение В – Расчёт параметров для моделирования в ПВК RastrWin3 в ПВК MathCad 15	124
Приложение Г – Расчёт токов короткого замыкания в ПВК MathCad 15	131
Приложение Д – Расчёт молниезащиты и заземления в ПВК MathCad15	132

ВВЕДЕНИЕ

В энергетической программе РФ сформулированы важнейшие задачи развития промышленности путем применения наиболее эффективных средств производства и на базе ускорения научно-технического прогресса повышения эффективности производства.

В области энергетики данные задачи предусматривают увеличение уровня проектно-конструктивных разработок, внедрение и грамотную эксплуатацию электрооборудования, снижение непроизводительных расходов электроэнергии при ее потреблении, передаче и распределении.

Необходимость проводить электроэнергию к огромному числу потребителей разной категоричности, расположенных по всей территории страны – это главная задача электроэнергетики в целом. Грамотное распределение электроэнергии заключается в снижении потерь при передаче этой самой энергии, что приведет к уменьшению стоимости электроэнергии до минимальной. Этого необходимо добиваться при соблюдении всех требований, правил, форм и, главное, качества электроэнергии, то есть постоянства частоты и напряжения, а также надежности ее подачи.

В данной работе рассматривается развитие электрических сетей напряжением 110-35 кВ Приморского края.

Актуальность данной работы заключается в том, что скорейший перевод ПС «Надежнская» в более высокий класс напряжения, а именно в 110 кВ позволит разгрузить сети 35 кВ Артемовского РЭС, которые испытывают слишком большую нагрузку, особенно в вечернее время, а также трансформаторы на ПС «Западная», которые порой работают с перегрузом, за счет возросшей нагрузки в сети 35 кВ.

Целью данной работы является определение наиболее экономически целесообразного варианта подключения ПС «Надежнская» к сети 110 кВ.

К основным задачам следует отнести следующие: определение сечения ВЛ питания ПС «Надеждинская», выбор схемы распределительного устройства высокого напряжения ПС «Причал» и номинальной мощности силовых трансформаторов, устанавливаемых на ПС. Другими задачами являются: выбор основного электротехнического оборудования на ПС.

В процессе выполнения квалификационной работы решены следующие задачи:

- Анализ ЭЭС;
- Разработка вариантов подключения;
- Расчет максимального и минимального режима;
- Выбор релейной защиты и автоматики;
- Выбор и проверка электрических аппаратов;
- Расчет токов короткого замыкания;

В процессе решения бакалаврской работы были использованы ПВК «MathCad-14», «RastrWin-3», а также пакет программ «Microsoft Office».

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Характеристика сетей

Энергетическая система (ЭС) Приморского края работает в составе Объединенной энергетической системы (ОЭС) Востока, в состав которой кроме энергосистемы Приморского края входят энергосистема Амурской области, энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области и Южно-Якутского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Централизованным электроснабжением охвачено около 75 % общей площади края и около 98 % населения Приморского края. Только населенные пункты, расположенные в отдаленных северных районах и имеющие незначительные объемы электропотребления, снабжаются электроэнергией от автономных дизельных электростанций.

На территории Приморского края получили развитие электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ.

Системообразующая сеть энергосистемы сформирована на напряжении 500-220 кВ, распределительная — на напряжении 110-35 кВ.

Сети напряжением 500-220 кВ, расположенные на территории Приморского края, относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» — «Приморское ПМЭС».

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности Приморского края

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

В рельефе Приморского края четко выделяются две горные системы (Восточно-Маньчжурская и Сихотэ-Алинь), а также Приханкайская равнина. Сихотэ-Алинь, включающая в себя многочисленные горные ряды и обособленные возвышенности, составляет около 70 % всей Приморской территории.

Средняя высота этой системы над уровнем моря около 500-100м.

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

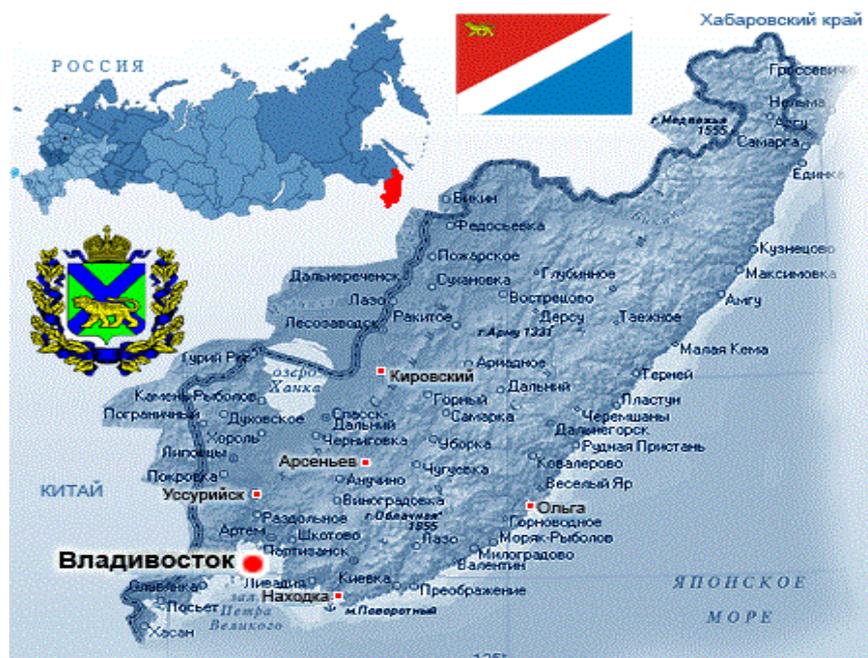


Рисунок 1 – Карта Приморского края

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Расчетная величина
1	2
Район по ветру	4
Нормативная скорость ветра, м/сек	6
Район по гололеду	4

Продолжение таблицы 1

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

Указанные данные будут использованы в дальнейших расчетах.

1.3 Характеристика источников питания

Артёмовская ТЭЦ – тепловая электростанция в городе Артем, Приморский край. Входит в состав филиала «Приморская генерация» АО «Дальневосточная генерирующая компания».

Артёмовская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции – 400 МВт, тепловая мощность – 297 Гкал/час. 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: ургальского, черемховского, нерюнгринского, хакасского,

кузнецкого, уртуйского. Основное оборудование станции включает 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт:

- турбоагрегат № 5 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100, введён в 2000 году;
- турбоагрегат № 6 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100, введён в 2004 году;
- турбоагрегат № 7 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100, введён в 1966 году;
- турбоагрегат № 8 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100, введён в 1967 году.

Выдача электроэнергии и мощности станции в энергосистему производится через открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 220, 110 и 35 кВ.

Подстанция «Уссурийск – 2» трансформаторной мощностью 438 МВА введена в эксплуатацию в начале 1970-х годов. Она участвует в транзите электроэнергии на юг Приморского края, а также обеспечивает электроснабжение тяговых подстанций ПАО «Российские железные дороги», Уссурийского локомотиворемонтного завода и других крупных промышленных и бытовых потребителей региона.

1.4 Характеристика потребителей электроэнергии

В зависимости от выполняемых функции, возможностей обеспечения схемы питания от энергосистемы, величины и режимов потребления электроэнергии и мощности, особенностей правил пользования электроэнергией потребителей принято делить на следующие основные группы:

- промышленные и приравненные к ним;
- производственные сельскохозяйственные;
- бытовые;
- общественно-коммунальные (учреждения, организации, предприятия торговли и общественного питания и др.).

К промышленным потребителям приравнены следующие предприятия: строительные, транспорта, шахты, рудники, карьеры, нефтяные, газовые и другие промыслы, связи, коммунального хозяйства и бытового обслуживания.

Промышленные потребители являются наиболее энергоемкой группой потребителей электрической энергии.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие категории:

Электроприемники I категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб экономике, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Перерыв электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Электроприемники II категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники III категории - все остальные электроприемники, не подходящие по определению под определение I и II категорий.

По режиму работы электроприемники могут быть разделены на группы по сходству режимов, т.е. по сходству графиков электрических нагрузок.

Анализ режимов работы потребителей показал, что большинство электродвигателей, обслуживающих технологические линии и агрегаты непрерывных производств, работают в продолжительном режиме (например, электродвигатели компрессоров, вентиляторов, насосов и других непрерывных механизмов).

Кратковременный режим характерен для электродвигателей электроприводов вспомогательных механизмов, механизмов подъема, гидравлических заслонок, зажимов, затворов.

Повторно-кратковременный режим характерен для электродвигателей мостовых кранов, подъемников, сварочных аппаратов.

Каждая из групп потребителей имеет определенный режим работы. Так, например, электрическая нагрузка коммунально-бытовых потребителей с преимущественно осветительной нагрузкой отличается большой неравномерностью в различное время суток. Электрическая нагрузка промышленных предприятий более равномерна в течение дня и зависит от вида производства, режима работы и числа смен.

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Общие положения

Целью этого раздела является расчет вероятностно-статистических характеристик электрических нагрузок, необходимых для дальнейших расчетов, в частности выбора оборудования.

2.2 Расчет вероятностных характеристик электрических нагрузок

Под максимальной мощностью понимают некую среднюю мощность в период полчасового максимума нагрузки энергосистемы. Максимальная мощность необходима для выбора основного оборудования, кроме силовых трансформаторов.

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (1)$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (2)$$

где P_{cp} , Q_{cp} – средняя активная, реактивная мощность;

t_{β} - коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

k_{ϕ} - коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$k_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}}, \quad (3)$$

где K_3 - коэффициент заполнения.

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5.

Средней мощностью называют математическое ожидание вероятных значений нагрузки в течение рассматриваемого периода времени. Этот вид

нагрузки используют для расчета электропотребления и для выбора мощности силовых трансформаторов:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (4)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}}, \quad (5)$$

где P_i, Q_i – мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок;

T – период;

P_{max}, Q_{max} – максимальная мощность;

k_{max} – усреднённый коэффициент.

Среднеквадратичная (эффективная) мощность – это математическое ожидание квадратов мощности за определенный промежуток времени. Эта мощность используется при расчете потерь электроэнергии.

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{cp} \cdot k_{эф}, \quad (6)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{cp} \cdot k_{эф}, \quad (7)$$

где P_i, Q_i – мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок;

T – период;

P_{cp}, Q_{cp} – средняя мощность;

$k_{эф}$ – усреднённый коэффициент.

Минимальная мощностью характеризует среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для определения минимальной мощности аналогична формуле которую используют для вычисления максимальной мощности.

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = P_{cp} \cdot k_{\min}, \quad (8)$$

$$Q_{\min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = Q_{cp} \cdot k_{\min}, \quad (9)$$

где P_{cp} , Q_{cp} – средняя активная, реактивная мощность;

t_{β} - коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

k_{ϕ} - коэффициент формы.

Исходные данные для расчета были взяты по результатам контрольных замеров 2019 года и представлены ниже в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные

Наименование ПС	Максимальная активная мощность ПС, МВт	Максимальная реактивная мощность ПС, Мвар
1	2	3
Надеждинская	15,9	6,36
Шахта 7	18	7,2
Западная	35,1	14,04
Казармы	3,19	1,28
Де-Фриз	3,95	1,58
Шмидтовка	3	1,2
Тавричанка	6,4	2,56
Давыдовка	21,16	8,46
Надеждинская - тяг	44,57	17,83
Кипарисово	2,2	0,88
Пушкинская	0,15	0,06

1	2	3
Раздольное - 1	7,9	3,16
Раздольное - 2	3,7	1,48
Тереховка	1,8	0,72
Уссурийск - 1	38,1	15,24
Уссурийск - тяг	44,57	17,83
УКФ	2,62	1,05
Междуречье	6,55	2,62
Соловей ключ	5,79	2,32

Для определения вероятностных характеристик воспользуемся усредненными коэффициентами: $k_{эф}=1,17$, $k_{max}=1,2$, $k_{min}=0,7$.

Для определения нагрузок в летний период времени воспользуемся формулой:

$$P^l = P^z \cdot k_l, \quad (10)$$

где P^z – мощность в зимний период времени

k_l – коэффициентом летнего снижения нагрузки, который равен 0,85

Пример расчета для ПС «Надеждинская»:

Для ПС «Надеждинская» $P_{max}=15,9$ МВт, $Q_{max}=6,36$ Мвар.

$$P_{cp}^z = \frac{15,9}{1,2} = 13,25 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp}^z = \frac{6,36}{1,2} = 5,30 \text{ Мвар}$$

$$P_{эф}^z = 13,25 \cdot 1,17 = 15,5 \text{ МВт}$$

$$Q_{эф}^z = 5,3 \cdot 1,17 = 6,2 \text{ Мвар}$$

$$P_{min}^z = 13,25 \cdot 0,7 = 9,28 \text{ МВт}$$

$$Q_{\min}^3 = 5,3 \cdot 0,7 = 3,71 \text{ Мвар}$$

$$P_{\max}^n = 15,9 \cdot 0,85 = 13,52 \text{ МВт}$$

$$Q_{\max}^n = 6,36 \cdot 0,85 = 5,41 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{ср}}^n = 13,25 \cdot 0,85 = 11,26 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср}}^n = 5,3 \cdot 0,85 = 4,51 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{эф}}^n = 15,5 \cdot 0,85 = 13,18 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эф}}^n = 6,2 \cdot 0,85 = 5,27 \text{ Мвар}$$

$$P_{\min}^n = 9,28 \cdot 0,85 = 7,88 \text{ МВт}$$

$$Q_{\min}^{\text{зим}} = 3,71 \cdot 0,85 = 3,15 \text{ Мвар}$$

Результаты расчетов вероятностных характеристик для остальных ПС сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Вероятностные характеристики ПС

Наименование подстанции	Время года	P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{\min} , МВт	Q_{\max} , Мвар	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	Q_{\min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Надеждинская	Зима	15,90	13,25	15,50	9,28	6,36	5,30	6,20	3,71
	Лето	13,52	11,26	13,18	7,88	5,41	4,51	5,27	3,15
Шахта 7	Зима	18,00	15,00	17,55	10,50	7,20	6,00	7,02	4,20
	Лето	15,30	12,75	14,92	8,93	6,12	5,10	5,97	3,57
Западная	Зима	35,10	29,25	34,22	20,48	14,04	11,70	13,69	8,19
	Лето	29,84	24,86	29,09	17,40	11,93	9,95	11,64	6,96
Казармы	Зима	3,19	2,66	3,11	1,86	1,28	1,06	1,24	0,74
	Лето	2,71	2,26	2,64	1,58	1,08	0,90	1,06	0,63
Де-Фриз	Зима	3,95	3,29	3,85	2,30	1,58	1,32	1,54	0,92
	Лето	3,36	2,80	3,27	1,96	1,34	1,12	1,31	0,78
Шмидтовка	Зима	3,00	2,50	2,93	1,75	1,20	1,00	1,17	0,70
	Лето	2,55	2,13	2,49	1,49	1,02	0,85	0,99	0,60
Тавричанка	Зима	6,40	5,33	6,24	3,73	2,56	2,13	2,50	1,49
	Лето	5,44	4,53	5,30	3,17	2,18	1,81	2,12	1,27
Давыдовка	Зима	21,16	17,63	20,63	12,34	8,46	7,05	8,25	4,94
	Лето	17,99	14,99	17,54	10,49	7,19	6,00	7,01	4,20
Надеждинская - тяг	Зима	44,57	37,14	43,46	26,00	17,83	14,86	17,38	10,40
	Лето	37,88	31,57	36,94	22,10	15,15	12,63	14,77	8,84
Кипарисово	Зима	2,20	1,83	2,15	1,28	0,88	0,73	0,86	0,51
	Лето	1,87	1,56	1,82	1,09	0,75	0,62	0,73	0,44
Пушкинская	Зима	0,15	0,13	0,15	0,09	0,06	0,05	0,06	0,04
	Лето	0,13	0,11	0,12	0,07	0,05	0,04	0,05	0,03

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Раздольное - 1	Зима	7,90	6,58	7,70	4,61	3,16	2,63	3,08	1,84
	Лето	6,72	5,60	6,55	3,92	2,69	2,24	2,62	1,57
Раздольное - 2	Зима	3,70	3,08	3,61	2,16	1,48	1,23	1,44	0,86
	Лето	3,15	2,62	3,07	1,83	1,26	1,05	1,23	0,73
Тереховка	Зима	1,80	1,50	1,76	1,05	0,72	0,60	0,70	0,42
	Лето	1,53	1,28	1,49	0,89	0,61	0,51	0,60	0,36
Уссурийск - 1	Зима	38,10	31,75	37,15	22,23	15,24	12,70	14,86	8,89
	Лето	32,39	26,99	31,58	18,89	12,95	10,80	12,63	7,56
Уссурийск - тяг	Зима	44,57	37,14	43,46	26,00	17,83	14,86	17,38	10,40
	Лето	37,88	31,57	36,94	22,10	15,15	12,63	14,77	8,84
УКФ	Зима	2,62	2,18	2,55	1,53	1,05	0,87	1,02	0,61
	Лето	2,23	1,86	2,17	1,30	0,89	0,74	0,87	0,52
Междуречье	Зима	6,55	5,46	6,39	3,82	2,62	2,18	2,55	1,53
	Лето	5,57	4,64	5,43	3,25	2,23	1,86	2,17	1,30
Соловей ключ	Зима	5,79	4,83	5,65	3,38	2,32	1,93	2,26	1,35
	Лето	4,92	4,10	4,80	2,87	1,97	1,64	1,92	1,15

2.3 Прогнозирование электрических нагрузок для подстанций

Этот раздел является основным, так как от результата нахождения вероятностных характеристик будет зависеть выбор оборудования проводов, подстанций, и опор линий электропередач.

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{\max}^{\text{прог}} = P_{\max} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t} \quad (11)$$

где P_{\max} – максимальная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района, данный коэффициент равен 0,0428 [5];

$t_{\text{прог}}$ – год для которого определяется электрическая нагрузка;

t – год в котором снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем, что $t_{\text{прог}} - t$ равным 5.

В таблице 3 приведены вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет.

Таблица 4 – Вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет

Наименование подстанции	Время года	P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{\min} , МВт	Q_{\max} , Мвар	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	Q_{\min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Надеждинская	Зима	19,61	16,34	19,12	11,44	7,84	6,54	7,65	4,57
	Лето	16,67	13,89	16,25	9,72	6,67	5,56	6,50	3,89
Шахта 7	Зима	22,20	18,50	21,64	12,95	8,88	7,40	8,66	5,18
	Лето	18,87	15,72	18,40	11,01	7,55	6,29	7,36	4,40
Западная	Зима	43,28	36,07	42,20	25,25	17,31	14,43	16,88	10,10
	Лето	36,79	30,66	35,87	21,46	14,72	12,26	14,35	8,58
Казармы	Зима	3,93	3,28	3,84	2,29	1,57	1,31	1,53	0,92
	Лето	3,34	2,79	3,26	1,95	1,34	1,11	1,30	0,78
Де-Фриз	Зима	4,87	4,06	4,75	2,84	1,95	1,62	1,90	1,14
	Лето	4,14	3,45	4,04	2,42	1,66	1,38	1,61	0,97
Шмидтовка	Зима	3,70	3,08	3,61	2,16	1,48	1,23	1,44	0,86
	Лето	3,14	2,62	3,07	1,83	1,26	1,05	1,23	0,73
Тавричанка	Зима	7,89	6,58	7,69	4,60	3,16	2,63	3,08	1,84
	Лето	6,71	5,59	6,54	3,91	2,68	2,24	2,62	1,57
Давыдовка	Зима	4,76	3,97	4,64	2,78	1,90	1,59	1,86	1,11
	Лето	4,05	3,37	3,94	2,36	1,62	1,35	1,58	0,94
Надеждинская - тяг	Зима	54,96	45,80	53,59	32,06	21,98	18,32	21,43	12,82
	Лето	46,72	38,93	45,55	27,25	18,69	15,57	18,22	10,90
Кипарисово	Зима	2,71	2,26	2,65	1,58	1,09	0,90	1,06	0,63
	Лето	2,31	1,92	2,25	1,35	0,92	0,77	0,90	0,54
Пушкинская	Зима	0,18	0,15	0,18	0,11	0,07	0,06	0,07	0,04
	Лето	0,16	0,13	0,15	0,09	0,06	0,05	0,06	0,04
Раздольное - 1	Зима	9,74	8,12	9,50	5,68	3,90	3,25	3,80	2,27
	Лето	8,28	6,90	8,07	4,83	3,31	2,76	3,23	1,93
Раздольное - 2	Зима	4,56	3,80	4,45	2,66	1,83	1,52	1,78	1,06
	Лето	3,88	3,23	3,78	2,26	1,55	1,29	1,51	0,90
Тереховка	Зима	2,22	1,85	2,16	1,29	0,89	0,74	0,87	0,52
	Лето	1,89	1,57	1,84	1,10	0,75	0,63	0,74	0,44
Уссурийск - 1	Зима	46,98	39,15	45,81	27,41	18,79	15,66	18,32	10,96
	Лето	39,93	33,28	38,94	23,30	15,97	13,31	15,57	9,32
Уссурийск - тяг	Зима	54,96	45,80	53,59	32,06	21,98	18,32	21,43	12,82
	Лето	46,72	38,93	45,55	27,25	18,69	15,57	18,22	10,90
УКФ	Зима	3,23	2,69	3,15	1,88	1,29	1,08	1,26	0,75
	Лето	2,75	2,29	2,68	1,60	1,10	0,92	1,07	0,64
Междуречье	Зима	8,08	6,73	7,88	4,71	3,23	2,69	3,15	1,88
	Лето	6,87	5,72	6,69	4,00	2,75	2,29	2,68	1,60
Соловей ключ	Зима	7,14	5,95	6,96	4,16	2,86	2,38	2,78	1,67
	Лето	6,07	5,06	5,92	3,54	2,43	2,02	2,37	1,42

3 РАЗРАБОТКА КОНКУРЕНТНО СПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1 Техническое обоснование возможных вариантов подключения новых подстанций к существующей сети

В данном разделе предложены варианты реконструкции сетей Артемовского района Приморского края.

Варианты обязательно должны отвечать условиям технической осуществимости каждого из них по параметрам основного электрооборудования.

С экономической точки зрения общие принципы, принятые для целесообразного формирования электрических сетей, могут быть сформулированы:

1) Передача электроэнергии должна осуществляться по самому короткому пути – это снижает затраты на сооружение линий и снижает потери электроэнергии.

2) Схема электрической сети должна быть простой.

3) Минимальное количество ступеней трансформации позволяет снизить потери мощности в трансформаторах.

4) Совокупность схемы сети и номинального напряжения должны обеспечивать нужное качество электроснабжения и соответствовать требованиям надежности.

На сегодняшний день ПС «Надеждинская» питается от ПС «Западная» по линии 35 кВ и является одним из крупных потребителей, отходящих от ПС «Западная». Поэтому считаю целесообразным реконструировать рассматриваемую ПС для работы на напряжения 110/35/6 кВ. В целом стоит учитывать, что рассматриваемый район имеет массу проблем и подходить к их решению нужно подходить комплексно.

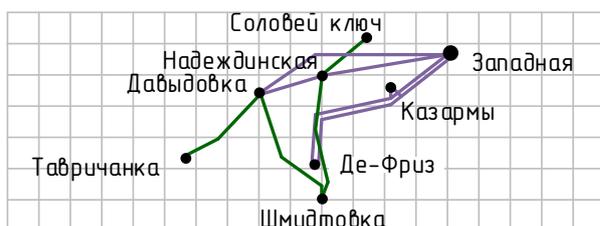
Поэтому, к рассмотрению можно предложить следующие варианты:

А. Перевод ПС «Надеждинская» напряжением 35 кВ на класс напряжения 110 кВ. С использованием на ПС «Надеждинская» схему РУ типа «Мостик». Питание будет осуществляться по линиям 110 кВ отходящих от ПС «Давыдовка» и ПС «Западная»

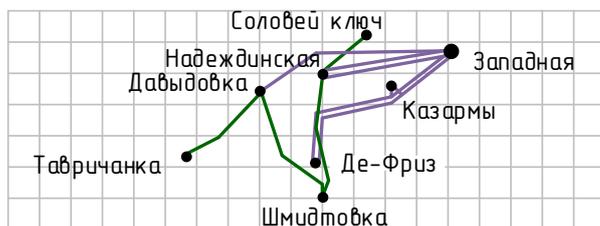
Б. Перевод ПС «Надеждинская» напряжением 35 кВ на класс напряжения 110 кВ. Питание будет осуществляться по двухцепной линии отходящей от ПС «Давыдовка»

В. Перевод ПС «Надеждинская» напряжением 35 кВ на класс напряжения 110 кВ. Питание будет осуществляться по двухцепной линии отходящей от ПС «Западная»

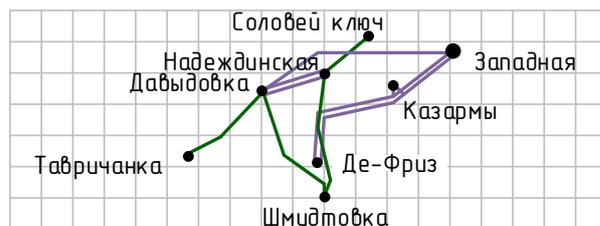
Г. Перевод ПС «Надеждинская» напряжением 35 кВ на класс напряжения 110 кВ. С использованием на ПС «Надеждинская» схему РУ типа «Мостик». Питание будет осуществляться по линиям 110 кВ отходящих от ПС «Казармы» и ПС «Западная».



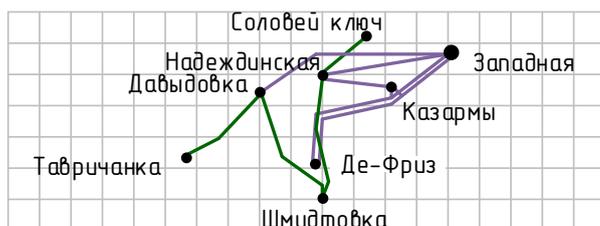
Вариант А



Вариант Б



Вариант В



Вариант Г

*ПРИМЕЧАНИЯ:
Карта представлена в виде примерного графа (без учета кривизны трассы ВЛ в проектируемых местах). Указаны реальные расстояния между ПС (в км)*

- В 1 см – 6,4 км*
- — 0,5 см*
- — 110 кВ*
- — 35 кВ*

Рисунок 2 – Варианты реконструкции сети

Далее произведем характеристику каждого варианта схемы электрической сети. Данные для каждой схемы были сведены в таблицы и представлены ниже.

Таблица 5 – Количество выключателей и протяженность линий

Вариант	Протяженность линий, км	Количество выключателей, шт
1	2	3
А	18,05	5
Б	24,54	4
В	11,57	4
Г	19,13	6

Перевод ПС «Надеждинская» с 35 кВ на 110 кВ позволит разгрузить трансформаторы на ПС «Западная», которые испытывают очень большую нагрузку.

Самым дорогим будет вариант Г, поскольку он потребует больших вложений в изменение ПС «Казармы». Смена типа распределительного устройства 110 кВ, расширение территории под новый тип РУ, поэтому с точки зрения экономических вложений данный вариант отсеиваем.

Вариант В является самым дешевым, но стоит учитывать, что в таком случае увеличится поток мощности по линии соединяющая ПС «Давыдовка» и ПС «Западная», на сегодняшний день на данной линии зафиксирована высокая плотность тока, протекание еще большей мощности, которая будет необходима для ПС «Надеждинская» повлечет еще большее увеличение плотности тока, что может привести к расплавлению провода и выходом из строя линии, поэтому этот вариант не рассматривается. Данный вариант можно рассматривать при условии, что будет проводиться реконструкция участка сети «Давыдовка-Западная». По предварительным расчётам режимов электрической сети, при данном варианте провода на участке линий Западная-Давыдовка будут перегружены, данный участок имеет протяженность 19,45 км. Итого суммарная протяженность линий, подлежащих реконструкции будет составлять 31,02 км.

Это уже становится более невыгодным вариантом по сравнению с вариантом А и Б.

Вариант Б один из оптимальных вариантов. Необходимая мощность, для потребителей ПС «Надеждинская» будет протекать по двухцепной линии 110 кВ от ПС «Западная». Это по способствуем разгрузке трансформаторов на ПС «Западная».

Вариант А из предлоемых вариантов является средним в плане вложения денег в данный проект. Данный вариант может по способствовать как разгрузке трансформаторов на ПС «Западная», так и линии 110 кВ соединяющая ПС «Западная» с ПС «Давыдовка». Если найдутся инвесторы, готовые вложить в данный проект, то он окажется наибольший положительный эффект для сети.

К дальнейшему рассмотрению предлагаю варианты А и Б.

Разработанные варианты электрической сети приведены на листе 2.

3.2 Расчет упрощенного потокораспределения активной мощности и выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение зависит от длины линии и активной мощности, протекающей по линии. При высоком напряжении уменьшаются сечения проводов, потери мощности, но растут затраты на сооружение линии

При определении рационального напряжения воспользуемся формулой Илларионова, которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше. Для этого необходимо знать активную мощность, протекающая по участку линии, и длину этого участка.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}, \quad (12)$$

где L_{ij} – длина линии электропередачи, км;

P_{ij} – мощность, протекающая по линии, МВт.

Для определения рационального напряжения необходимо знать потоки мощностей, на проектируемых участках линии.

Поток мощности определяется по следующей формуле:

$$P_{ij} = \frac{P_{\max i} \cdot (L_{ij} + L_{ij}) + P_{\max j} \cdot L_{ij}}{L_{ij} + L_{ij} + L_{ij}}, \quad (13)$$

Расчеты потоков мощностей и выбор рационального напряжения приведены в приложении А. При расчетах потоков было также учтено, что от подстанции «Надеждинская» будут получать питание по линиям 35 кВ подстанции «Соловей ключ» и «Шмидтовка». Результаты расчетов сведены в таблицу и представлены ниже.

Таблица 6 – Номинальные напряжения на участках сетей

Вариант схемы	Участок	Поток мощности, МВт	Рациональное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
1	2	3	4	5
А	Западная - Надеждинская	9,756	58,027	110
	Давыдовка - Надеждинская	20,697	69,464	
Б	Западная - Надеждинская	30,45	69,851	110

Из полученных результатов видно, что передача электроэнергии на напряжении 110 кВ обоснован.

3.3 Выбор сечения проводов воздушной линии

Для выбора сечения проводов для проектируемой сети учитываются: пропускная способность сечения по нагреву в послеаварийных условиях; технико-экономических показателей; прочности механической проводов воздуш-

ных линий; условия образования короны (должна отсутствовать заметная потеря мощности на корону при благоприятной погоде и не относительно больших грозových потерях электроэнергии).

На воздушных линиях предусматривается применение сталеалюминевых проводов марки АС. Так же условимся, что опоры для ВЛЭП будут выполнены из металла.

В настоящее время сечение проводов ВЛЭП выбирается по экономическим токовым интервалам. Для этого нужно определить расчетную токовую загрузку данной линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max з}^2 + Q_{\max з}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3 \quad (14)$$

где I_{\max} – максимальный ток, А;

$P_{\max з}$ – поток активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

$Q_{\text{неск.з}}$ – поток максимальной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВАр;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей линии;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ.

Потоки активной и реактивной мощности на участках сети для каждого из вариантов посчитаны ранее. Расчеты приведены в приложении А.

Далее определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_P = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (15)$$

где I_{\max} – максимальный ток, А;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки T_{max} . Примем данный коэффициент равным 1.

Далее необходимо оценить, сможет ли выбранный провод выдержать аварийный режим. Для этого необходимо сравнить длительно допустимый ток сечения с расчетным послеаварийным током. Значения послеаварийного тока должно быть меньше длительного допустимого тока, тогда провод выбран правильно.

$$I_{д.д} \geq I_{р.п} \quad (16)$$

где $I_{д.д}$ – длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{р.п}$ – расчетный послеаварийный ток.

Рассмотрим пример расчета на примере схемы варианта Б

$$I_{max} = \frac{\sqrt{30,45^2 + 12,18^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 10^3 = 86 \text{ А,}$$

$$I_{р.п} = 86 \cdot 1 \cdot 1,05 = 90 \text{ А.}$$

Примем к установке на данном участке провод АС – 185/19 с длительно допустимым током $I_{д.д}=510$ А.

Для данного варианта, аварийным режимом будет считаться отключение одной из цепи линии, потому оставшаяся в работе цепь, должна выдерживать нагрузку приходящаяся на каждую цепь.

$$I_{р.п} = 90 \cdot 2 = 180 \text{ А.}$$

Расчетный аварийный ток меньше длительного допустимого тока провода, значит сечение выбрано правильно.

Все расчеты по выбору сечения представлены в приложении А. Основные результаты сведены в таблицу и представлены ниже для каждого из вариантов.

Таблица 7 – Расчетные токи и сечения ЛЭП для варианта Б

Участок сети	I_{max}, A	I_P, A	Сечение	$I_{ПА}, A$	$I_{д.д}, A$
1	2	3	4	5	6
Западная - Надеждинская	86	90	АС – 185/29	180	510

Таблица 8 – Расчетные токи и сечения ЛЭП для варианта А

Участок сети	I_{max}, A	I_P, A	Сечение	$I_{ПА}, A$	$I_{д.д}, A$
1	2	3	4	5	6
Западная - Надеждинская	55	58	АС – 185/29	172	510
Давыдовка - Надеждинская	117	123	АС – 185/29	172	510

3.4 Выбор силовых трансформаторов

В обычных условиях эксплуатации мощность трансформатора должна обеспечить питание электрической энергией всех потребителей, которые подключены к данной подстанции. Помимо этого, необходимо учитывать категорию потребителей, обеспечиваемую электроэнергией и в случае аварии на одном из установленных трансформаторов на подстанции.

Расчет мощности трансформатора, необходимы для подстанции осуществляется по формуле:

$$S_{расчет} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (17)$$

где P_{cp} – значение средней активной мощности в зимний период;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность;

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

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

Значения средней активной мощности и реактивной мощности рассчитаны и приведены в таблице 4. На ПС «Надеждинская» будет установлен трехобмоточный трансформатор 110/35/6 кВ. При выборе трансформатора так

же необходимо учитывать, что будет осуществляться питание ПС «Соловей ключ» и ПС «Шмидтовка».

Таблица 9 – Значения активной и реактивной мощностей

Наименование ПС	P_{cp} , МВт	$Q_{неск}$, Мвар
1	2	3
Надеждинская	16,34	7,84
Шмидтовка	3,08	1,48
Соловей ключ	5,95	2,86
Общее значение	25,37	12,18

Имея все необходимые данные можно приступить к выбору трансформатора

$$S_{расчетНадежд} = \frac{\sqrt{25,37^2 + 12,18^2}}{2 \cdot 0,7} = 20,1 \text{ МВА}$$

Полученное значение расчетной мощности округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора, следовательно, на ПС «Надеждинская» будут установлены два трансформатора ТДТН-25000/110/35.

Выбранный трансформатор необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{тр}^{НОМ}}, \quad (18)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки должно находиться в интервале от 0,5 до 0,7.

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

$$K_3^{П.А} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) \cdot S_{тр}^{НОМ}}, \quad (19)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме должен быть $\leq 1,4$.

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{25,37^2 + 12,18^2}}{2 \cdot 25} = 0,563$$

$$K_3^{П.А} = \frac{\sqrt{25,37^2 + 12,18^2}}{25} = 1,126$$

Коэффициенты находятся в пределах нормы, значит трансформатор выбран правильно.

3.5 Техничко-экономический расчет

При технико-экономическом сравнении сопоставляются только допустимые по техническим требованиям варианты, то есть такие, в которых потребитель получает нужную электроэнергию заданного качества при заданной степени надежности.

На данном этапе из них необходимо выбрать оптимальный по технико-экономическим показателям. Сопоставление вариантов осуществляется в результате расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений. Экономическим критерием, по которому определяют наивыгоднейший вариант, является минимум приведенных затрат, вычисляемых по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (20)$$

где E – нормативный коэффициент экономически эффективности, принимаемый равным 0,14;

K – капитальные вложения, необходимые для сооружения сети, руб.;

I – эксплуатационные издержки, руб./год.

Расчёт капиталовложений.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на сооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (21)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций включают в себестоимость силовых трансформаторов и компенсирующих устройств, сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории и т.д.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПРОС}) \cdot K_n \cdot K_3, \quad (22)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения, руб.;

$K_{КУ}$ – затраты на компенсирующие устройства, руб.;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения, руб.;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, руб.;

$K_{ПРОС}$ – затраты на прорубку просеки, руб.;

K_n – переводной коэффициент, равен 9,5;

K_3 – зональный коэффициент, равен 1,4.

Затраты на вырубку просеки определяются следующим образом:

$$K_{ПРОС} = S_{отв} \cdot Ц, \quad (23)$$

где $S_{отв}$ – площадь отвода земли, м²;

$Ц$ – цена земли (на сегодняшний день равна 9 руб/м²).

Капиталовложения на сооружения ЛЭП определяются как:

$$K_{Л} = (K_{от.з} \cdot K_{лэп}) K_{п} \cdot K_{з}, \quad (24)$$

где $K_{от.з}$ – капиталовложения для отвода земли, руб;

$K_{лэп}$ – капиталовложения необходимые для строительства ЛЭП, руб;

$K_{п}$ – переводной коэффициент, равен 9,5;

Капиталовложения необходимые для строительства ЛЭП определим по формуле ниже:

$$K_{лэп} = K_0 \cdot L_{лэп}, \quad (25)$$

где K_0 – удельные капиталовложения для строительства одного километра ВЛ, руб/км;

$L_{лэп}$ – длина трассы, км;

$$K_{от.з} = S_{от.з} \cdot L_{лэп} \cdot Ц + З_{п} \cdot L_{лэп}, \quad (26)$$

где $S_{от.з}$ – площадь отвода земли, м²;

$L_{лэп}$ – длина трассы, км;

$З_{п}$ – затраты необходимые для вырубке просеки, руб;

$Ц$ – цена земли, (на сегодняшний день равна 9 руб/м²)

Расчет капиталовложений приведен в приложении Б, ниже в таблицы представлены результаты расчетов касемо капиталовложений.

Таблица 10 – Капиталовложения схем

Вариант А			Вариант Б		
К _Л , млн.руб	К _{ПС} , млн.руб	К _Σ , млн.руб	К _Л , млн.руб	К _{ПС} , млн.руб	К _Σ , млн.руб
287,075	531,402	818,476	276,689	476,207	752,895

Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки - расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года. Эксплуатационные издержки включают в себя расходы на эксплуатацию ЛЭП, расходы на эксплуатацию подстанций, стоимость потерь электроэнергии.

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

где I_{AM} – ежегодные амортизационные отчисления оборудования, руб.;

$I_{ЭР}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования, руб.;

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

Амортизационные отчисления – накопление средств для покупки и замены устаревшего оборудования.

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{CC}}, \quad (28)$$

где K – капиталовложения в сооружение, руб.;

T_{CC} – срок службы оборудования, принимается равным двадцати годам.

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Они определяются через нормы отчислений и капитальные вложения.

$$I_{ЭР} = \alpha_{нэоЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} + \alpha_{нэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (29)$$

где $\alpha_{нэоЛЭП}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ, принимается равным $\alpha_{нэоЛЭП}=0,008$;

$\alpha_{нэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ, принимается равным $\alpha_{нэоПС}=0,059$.

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

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

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, стоимость потерь принимаем равным – 2 руб/кВт·ч

Потери электрической энергии в элементах сети состоит из суммы потерь в линиях (ΔW_L), трансформаторах ($\Delta W_{ПС}$):

$$\Delta W = \Delta W_L + \Delta W_{ПС}, \quad (31)$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_L = \sum \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_L \cdot T_{\max} + \Delta W_{\text{кор}}, \quad (32)$$

где P_{\max} – потоки активной мощности по линии зимой, МВт;

Q_{\max} – потоки реактивной мощности по линии зимой, МВАр;

R_L – активное сопротивление линии, Ом;

T_{\max} – продолжительность использования наибольшей нагрузки, принимаем равным $T_{\max}=5000$ ч.;

$\Delta W_{\text{кор}}$ – потери на «корону», МВт (учитываются только для линий 220 кВ и выше).

Активное сопротивление линии, Ом:

$$R = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot L_{\text{ЛП}}, \quad (33)$$

где r_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км;

n – число цепей;

L_{TP} – длина трассы, км.

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{Л}} = \sum \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}{U_{\text{ном}}^2 \cdot n} \cdot R_{\text{TP}} \cdot T_{\text{max}} + n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\text{год}}, \quad (35)$$

где P_{max} – максимальная активная нагрузка ПС зимой, МВт;

Q_{max} – максимальная реактивная нагрузка ПС зимой, МВАр;

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора, Ом;

T_{max} – продолжительность использования наибольшей нагрузки, принимаем равным $T_{\text{max}}=5000$ ч.;

$T_{\text{год}}$ – количество часов в год, ч;

n – количество трансформаторов на подстанции;

ΔP_{xx} – потери активной мощности в трансформатора в режиме холостого хода, МВт.

Все расчеты приведены в приложении Б, основные показатели технико-экономического расчета представлены в таблице 11

Таблица 11 – Технико-экономические показатели схем

Показатель	Вариант А	Вариант Б
1	2	3
Капиталовложения, млн. руб	818,476	752,895
Издержки, млн. руб	75,574	68,957
Среднегодовые затраты, млн. руб	190,161	174,361

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

$$\varepsilon = \left| \frac{z_1 - z_2}{z_1} \right| \cdot 100\% , \quad (36)$$

$$\varepsilon = \left| \frac{190,161 - 174,361}{190,161} \right| \cdot 100\% = 8,301\%$$

Если приведенные затраты отличаются больше, чем на 5%, то выбираем вариант, где среднегодовых затрат меньше. Если нет, то выбираем вариант где меньше издержек на стоимость суммарных потерь.

Для дальнейшего расчета вариант Б, т.к. она имеет меньшие среднегодовые затраты, меньшие издержки и меньшие капиталовложения.

4 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЕТИ

4.1 Выбор начальных данных для расчета режимов в ПВК «RastrWin3»

Для расчета установившихся режимов воспользуемся ПВК «RastrWin3».

Программный комплекс «RastrWin3» предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты [12].

Расчетные модули:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН;
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;

Перед проведением расчетов по программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной RastrWin3. Для этого необходимо:

- нарисовать схему с указанием всех узлов и ветвей;
- пронумеровать все узлы электрической сети, включая все промежуточные узлы. Например, электрическая станция может быть представлена двумя узлами – шины генераторного напряжения и шины за трансформатором. Узел в исходных данных программы соответствует электрическим шинам. Номер узла должен быть уникальным положительным числом, сквозная нумерация необязательна;
- для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанести на схему;
- для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощность потребления;
- для линий электропередачи (ЛЭП) определить продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер отражается знаком минус);

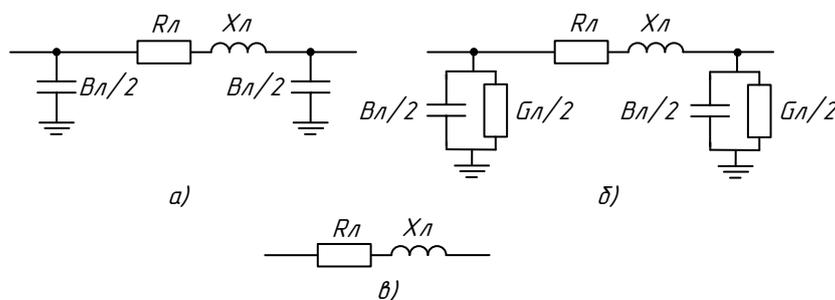


Рисунок 3 – схемы замещения ЛЭП для различных классов напряжений

а) 110 кВ б) 220 кВ в) 35 кВ

- для трансформаторов определить сопротивление $R+jX$, приведенное к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю $G+jB$ и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему (таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы);

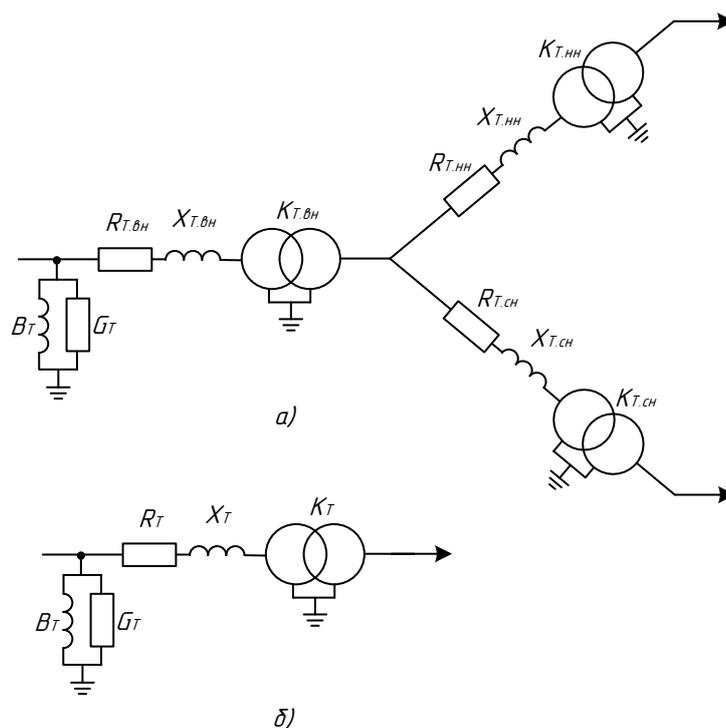


Рисунок 3 – схемы замещения двухобмоточного трансформатора (б), трехобмоточного или автотрансформатора (а)

- определить номер балансирующего узла и его модуль напряжения.

Выполнив названные выше операции перейдем к расчету установившегося режима.

4.2 Исходные данные для расчета установившегося режима

Исходные данные для расчета параметров сети были получены из [14]. В приложении В представлен расчет параметров необходимых для моделирования сети в ПВК.

4.3 Расчет максимального режима сети

Используя приведенные выше исходные данные, а также максимальную нагрузку в зимний период, проведем расчет максимального режима с помощью выбранного ПВК. В таблице 15, 16, 17 приведены результаты расчета режима. В них отображена информация о напряжении в узлах, токов в ветвях, потоков активной и реактивной мощности в начале и в конце каждой ветви проектируемых подстанций. Напряжения на источниках питания примем $1,05U_{ном}$.

Таблица 15 – Напряжения в узлах при максимальном режиме, расчет в ПВК

Подстанция	U _{ВН} , кВ	U _{СН} , кВ	U _{НН} , кВ
1	2	3	4
Шахта-7	111,28	-	-
Западная	109,91	35,1	6,02
Наеждинская	109,26	35,26	6,02
Давыдовка	106,38	34,61	5,97
Соловей ключ	34	-	-
Шмидтовка	34,58	-	-

Таблица 16 – Потоки мощности в начале и конце линии

Участок сети	Кол-во цепей	Поток мощности в начале линии, МВА	Поток мощности в конце линии, МВА
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ – Шахта-7	1	81,1+j38	79,5+j35
Шахта-7 – Западная	1	57,3+j26,1	56,8+j25,5
Артемовская ТЭЦ – Западная	2	41,9+j20	40,8+j18,8
Западная – Надеждинская	2	14,7+j8,1	14,7+j8,4
Западная – Давыдовка	1	49,8+j17,9	48,7+j16,6
Наеждинская – Соловей ключ	1	7,4+j3,1	7,1+j2,9
Наеждинская – Шмидтовка	1	2,2+j2,3	2,2+j2,3
Давыдовка – Шмидтовка	1	1,5+j0,8	1,5+j0,8

Таблица 17 – Токовая загрузка линий

Участок сети	Марка провода	Кол-во цепей	Нагрузка на линию, А	Допустимая нагрузка при t -5°C, А
1	2	3	4	5
Артемовская ТЭЦ – Шахта-7	АССС-150	1	451	600
Шахта-7 – Западная	М-70	1	327	435
Артемовская ТЭЦ – Западная	АС-150	2	236	500
Западная – Надеждинская	АС-185	2	89	400
Западная – Давыдовка	АС-120, М-70	1	279	435
Наеждинская – Соловей ключ	АС-70	1	131	342

1	2	3	4	5
Надеждинская – Шмидтовка	АС-70	1	53	342
Давыдовка – Шмидтовка	АС-120	1	28	484

4.4 Расчет послеаварийного режима сети

В качестве послеаварийного режима были рассмотрены следующие ситуации:

- отключение самого нагруженного участка сети (Артемовская ТЭЦ-Шахта-7)
- отключение АТ на ПС «Уссурийск-2»

Предположим, в зимний период времени произошло отключение самого нагруженного участка сети, а именно линии Артемовская ТЭЦ – Шахта-7. Результаты расчетов режима приведены ниже. Напряжения на источниках питания примем $1,0U_{ном}$.

Таблица 18 – Напряжения в узлах отключения загруженной линии, расчет в ПВК

Подстанция	$U_{вн}$, кВ	$U_{сн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ
1	2	3	4
Шахта-7	99,94	-	-
Западная	100,5	35,11	6,02
Надеждинская	99,81	35,35	6,04
Давыдовка	96,87	35,23	6,08
Соловей ключ	34,09	-	-
Шмидтовка	34,92	-	-

Таблица 19 – Поток мощности в начале и конце линии

Участок сети	Кол-во цепей	Поток мощности в начале линии, МВА	Поток мощности в конце линии, МВА
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ – Шахта-7	1	-	-
Шахта-7 – Западная	1	22,3+j8,9	22,2+j8,9

1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ – Западная	2	76,6+j36,8	72,4+j29
Западная – Надеждинская	2	14,3+j7,8	14,3+j8,1
Западная – Давыдовка	1	47,4+j16,6	46,2+j15,1
Надеждинская – Соловей ключ	1	7,4+j3,1	7,1+j2,9
Надеждинская – Шмидтовка	1	1,5+j1,4	1,5+j1,4
Давыдовка – Шмидтовка	1	2,2+j0,1	2,2+j0,1

Таблица 20 – Токовая нагрузка линий

Участок сети	Марка провода	Кол-во цепей	Нагрузка на линию, А	Допустимая нагрузка при $t - 5^{\circ}\text{C}$, А
1	2	3	4	5
Артемовская ТЭЦ – Шахта-7	АССС-150	1	-	600
Шахта-7 – Западная	М-70	1	138	435
Артемовская ТЭЦ – Западная	АС-150	2	448	500
Западная – Надеждинская	АС-185	2	95	400
Западная – Давыдовка	АС-120, М-70	1	289	435
Надеждинская – Соловей ключ	АС-70	1	130	342
Надеждинская – Шмидтовка	АС-70	1	34	342
Давыдовка – Шмидтовка	АС-120	1	36	484

При моделировании режима, в котором отключаются автотрансформаторы на ПС «Уссурийск-2» Артемовская ТЭЦ будет единственным источником питания. При предварительном расчете режима было выявлено, что участок сети Шахта-7 – Западная не выдержит токовой нагрузки, так как данному участку протекает слишком большой поток мощности. Для устойчивой работы в таких условиях было принято решение отключить данный участок, тем самым потоки более равномерно распределятся по остальным линиям, и величина токов не будет превышать пределов проводов. Так же стоит учитывать, что на станции расположены два автотрансформатора соединяющие шины 110 кВ и 220 кВ. Артемовская ТЭЦ соединена сетями 220 кВ с Владивостокской

ТЭЦ-2 и ПС «Владивосток» 500/220/10 кВ. В случае нехватки собственной мощности станции, данные объекты смогут компенсировать эту нехватку.

Таблица 21 – Напряжения в узлах при отключении АТ на ПС «Уссурийск-2» линии, расчет в ПВК

Подстанция	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
1	2	3	4
Уссурийск-1	99,52	-	-
Уссурийск-тяг	97,22	109	-
Наеждинская-тяг	100,28	-	-
Шахта-7	114,05	-	-
Западная	102,03	34,98	6
Наеждинская	101,34	35,18	6,01
Давыдовка	97,61	34,83	6,01
Соловей ключ	33,92	-	-
Шмидтовка	34,64	-	-

Таблица 22 – Поток мощности в начале и конце линии

Участок сети	Кол-во цепей	Поток мощности в начале линии, МВА	Поток мощности в конце линии, МВА
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ – Уссурийск-1	1	71,6+j45,1	66+j33,6
Западная – Наеждинская-тяг	1	21,9+j15,5	21,7+j15,5
Наеждинская-тяг – Уссурийск-тяг	1	13,9+j8,3	13,7+j9
Шахта-7 – Западная	1	-	-
Артемовская ТЭЦ – Западная	2	99,2+j57,3	92,3+j43,7
Западная – Наеждинская	2	14,6+j8	14,5+j8,2
Западная – Давыдовка	1	55,5+j22,3	53,9+j20,1
Наеждинская – Соловей ключ	1	7,3+j3,1	7,1+j2,9
Наеждинская – Шмидтовка	1	2+j1,7	2+j1,6
Давыдовка – Шмидтовка	1	1,7+j 0,1	1,7+j0,2

Таблица 23 – Токовая загрузка линий

Участок сети	Марка провода	Кол-во цепей	Нагрузка на линию, А	Допустимая нагрузка при $t - 5^{\circ}\text{C}$, А
1	2	3	4	5
Артемовская ТЭЦ – Уссурийск-1	М-95, АС-185, АС-240	1	428	544
Западная – Надеждинская-тяг	АС-150	1	153	581
Надеждинская-тяг – Уссурийск-тяг	АС-150, АС-95	1	97	426
Артемовская ТЭЦ – Шахта-7	АССС-150	1	121	600
Шахта-7 – Западная	М-70	1	-	435
Артемовская ТЭЦ – Западная	АС-150	2	578	581
Западная – Надеждинская	АС-185	2	95	658
Западная – Давыдовка	АС-120, М-70	1	339	435
Надеждинская – Соловей ключ	АС-70	1	131	342
Надеждинская – Шмидтовка	АС-70	1	43	342
Давыдовка – Шмидтовка	АС-120	1	29	484

Если моделировать режим, в котором отключаются все генераторы на Артемовской ТЭЦ, то компенсировать нехватку мощности в сети можно при помощи автотрансформаторов на этой же станции. Коэффициент загрузки автотрансформаторов на Артемовской ТЭЦ при заданных условиях будет составлять 0,479.

По результатам расчётов отклонение напряжения от $U_{\text{ном}}$ находятся в допустимых пределах (не более $\pm 10\%$ от $U_{\text{ном}}$). За исключением режима, в котором рассматривается отключение АТ на ПС «Уссурийск-2», напряжение на некоторых ПС опускается до 96 кВ, эту проблему можно решить путем увеличения напряжения на шинах 110 кВ Артемовской ТЭЦ. Для номинального напряжения равного 220 кВ, $U_{\text{наиб.раб}} = 242$ кВ. $U_{\text{мин.доп.}} = 198$ кВ. Для номинального напряжения равного 110 кВ, $U_{\text{наиб.раб}} = 121$ кВ. $U_{\text{мин.доп.}} = 99$ кВ. Для номиналь-

ного напряжения равного 35 кВ, $U_{\text{наиб.раб}} = 38,5$ кВ. $U_{\text{мин.доп.}} = 31,5$ кВ. Для номинального напряжения равного 6 кВ, $U_{\text{наиб.раб}} = 6,6$ кВ. $U_{\text{мин.доп.}} = 5,4$ кВ. Для регулировки напряжения в сетях 35 кВ и 6 кВ приходилось прибегать к устройствам РПН в трансформаторах, диапазона регулирования хватало для поддержания должного уровня напряжения.

Схемы рассчитанных режимов представлены на третьем листе графической части выпускной работы.

5 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

5.1 Общие сведения

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить [12]:

- 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.

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся RastrKZ в составе ПВК «RastrWin3». Программный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПК «RastrWin3». Основной является схема замещения прямой последовательности. Необходимые данные были получены и внесены в ПВК в предыдущем пункте. Все исходные данные хранятся в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в коллекцию «несимметрия» [12].

Несимметрия рассчитывается по данным шаблона «динамика.rst» с заданной информацией по параметрам схем прямой последовательности. Расчет запускается по нажатию на кнопку с молнией.

5.2 Составление схемы замещения

Неотъемлемым этапом расчета любого несимметричного режима является составление схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Следует отметить, что эти вопросы проще всего решаются именно для прямой последовательности. Схема замещения по форме практически полностью повторяет схему замещения для расчета симметричного трехфазного КЗ.

5.3 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в ПВК «RastrWin3»

Для расчета потребуются параметры схемы замещения, которые определяются по введенным ниже формулам.

Сопротивление генератора:

$$X_z = X_d'' \cdot \frac{U_{cp\ n}^2}{S_n} \quad (37)$$

где X_d'' - переходное сопротивление генератора;

$U_{cp\ n}^2$ - квадрат среднего напряжения;

S_n - номинальная мощность генератора.

ЭДС генератора:

$$E = E_d'' \cdot U_n \quad (38)$$

где E_d'' - переходная ЭДС генератора;

U_n - номинальное напряжение.

Расчёт параметров генератора представлен в приложении В.

5.4 Результаты расчётов токов короткого замыкания

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное, по которому согласно ПУЭ, проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие их значения:

$I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания;

i_a - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Полученные результаты расчета в ПК «RastrWin3» приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Токи короткого замыкания на подстанции «Надеждинская»

Вид КЗ	ВН (110 кВ)	СН (35 кВ)	НН (6 кВ)
1	2	3	4
3-ёх фазное	4,751 кА	5,443 кА	21,967 кА
2-ух фазное	2,288 кА	2,681 кА	10,872 кА
1-о фазное	1,872 кА	1,918 кА	9,417 кА

Ударный ток, аperiodическая составляющая тока короткого замыкания и ударный коэффициент, рассчитываются по следующим формулам:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no} \quad (39)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (40)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}} \quad (41)$$

где T_a - постоянная времени, равная для 110 кВ - 0,03 с, для 35 кВ - 0,02 с, для 6 - 0,01 с.

Расчет всех необходимых токов КЗ представлен в приложении Г. Результаты расчета приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	I_{no} , кА	T_a , с	I_{a0} , кА	$i_{y\partial}$, кА
1	2	3	4	5
К1	4,751	0,03	4,814	11,533

1	2	3	4	5
K2	5,443	0,02	4,669	12,366
K3	21,967	0,01	11,429	42,495

Схема с изображением точек K1, K2, K3 представлена на рисунке 9.

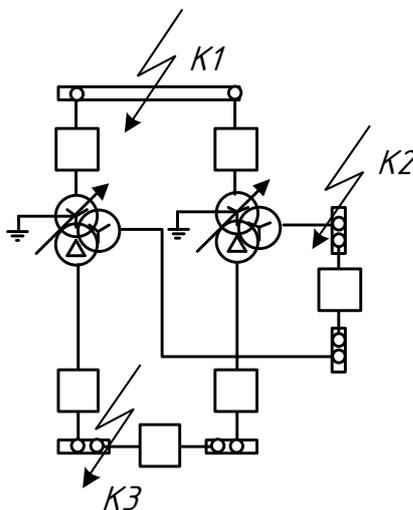


Рисунок 9 – расположение точек КЗ на ПС

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

6.1 Общие сведения

Так как происходит реконструкция подстанции необходимо выбрать следующие электрические аппараты для неё, а именно:

- коммутационные аппараты (выключатели, разъединители) для всех напряжений, на которые рассчитана подстанция;
- измерительные трансформаторы напряжения и трансформаторы тока
- сборные шины
- токоведущие шины, объединяющие основное оборудование с распределительными устройствами и остальными аппаратами;
- контрольные кабели;
- устройства ОПН.

При выборе стоит учитывать, что всё установленное оборудование должно обеспечить бесперебойную работу при любых режимах электрической сети. Так же необходимо учитывать климатическое исполнение аппарата, место установки, а также протекающие рабочие токи.

6.2 Выбор и проверка выключателей

Расчитаем максимальные рабочие токи для каждого класса напряжения, для каждого рассматриваемого класса напряжения 110, 35 и 6 кВ. Максимальные рабочие токи рассчитываются по формуле 42:

$$I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (42)$$

где S – полная мощность, которая будет протекать через выключатель;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение.

Произведем расчет токов для ПС «Надеждинская»

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{\sqrt{28,8^2 + j12,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,164 \text{ кА}$$

$$I_{\max \text{ сн}} = \frac{\sqrt{9,2^2 + j7,8^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,199 \text{ кА}$$

$$I_{\max \text{ нн}} = \frac{\sqrt{19,6^2 + 7,8^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2,03 \text{ кА}$$

При выборе выключателя также необходимо проверить его термическую устойчивость:

$$B_K = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (43)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения;

T_a – постоянная времени.

Время отключения находится по формуле 45:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ос}} \quad (45)$$

где $t_{\text{рз}}$ – время срабатывания, равное 2,5 с;

$t_{\text{ос}} = 0,055$ с.

$$B_{K_{110}} = 4,751 \cdot (2,555 + 0,03) = 12,281$$

$$B_{K_{35}} = 10,794 \cdot (2,555 + 0,03) = 27,902$$

$$B_{K_6} = 21,967 \cdot (2,555 + 0,03) = 56,785$$

Примем к установке на ОРУ 110 кВ выключатели типа ВРС-110. Сравнение каталожных данных с расчётными приведен в таблице 26.

Таблица – 26 Выключатель ВРС-110 Ш-31,5/2500 110 кВ

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{мах}} = 164 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{по}} = 4,751 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} < I_{\text{вкл}}$

$i_{уд} = 10,794 \text{ кА}$	$i_{пр. с.} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$I_{по} = 4,751 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$i_{ат} = 4,075 \text{ кА}$	$i_{аном.} = 17,819 \text{ кА}$	$i_{аном.} \geq i_{ат}$
$B_k = 12,281 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{mn}^2 \cdot t_{mn} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{mn}^2 \cdot t_{mn}$

Выключатель ВРС-110 III-31,5/2500. Выключатель вакуумный наружной установки с пружинным приводом, на номинальное напряжение 110 кВ со степенью загрязнения изоляции III, номинальный ток отключения 31,5 кА, номинальный ток 2500 А. Выключатель проходит по всем параметрам, поэтому примем его к установке.

На ОРУ 35 кВ примем к установке выключатели типа ВР-35НТ. Сравнение каталожных данных с расчётными приведен в таблице 26.

Таблица – 27 Выключатель ВР35НТ-35-25/1600

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 199 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 5,443 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$i_{уд} = 12,366 \text{ кА}$	$i_{пр. с.} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$I_{по} = 5,443 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$i_{ат} = 4,669 \text{ кА}$	$i_{аном.} = 14,142 \text{ кА}$	$i_{аном.} \geq i_{ат}$
$B_k = 27,902 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{mn}^2 \cdot t_{mn} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{mn}^2 \cdot t_{mn}$

Выключатель ВР35НТ-35-25/1600. Выключатель вакуумный наружной установки с пружинным приводом, на номинальное напряжение 35 кВ, номинальный ток отключения 25 кА, номинальный ток 1600 А. Данный выключатель также устраивает по всем параметрам, поэтому принимаем его к установке.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, его главное назначение – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением [13]. Их установка обусловлена тем, что необходимо создавать безопасные условия для проведения ремонтных работ.

Разъединители выбираются подобно выключателям. Выбор происходит по: конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ. В отличие от выключателей разъединители не проверяются на способность отключать токи КЗ, так как разъединитель не предназначен для коммутаций под нагрузкой.

На ОРУ 110 кВ установим разъединитель типа РГ.

Таблица 28 – Разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 164 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} < I_{ном}$
$i_{уд} = 10,794 \text{ кА}$	$i_{пр. с} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с}$
$B_k = 12,281 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 40 \text{ кА}, t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка:

Р – разъединитель;

Г – горизонтально-поворотного типа;

110 – номинальное напряжение;

1000 – номинальный ток;

УХЛ – климатическое исполнение;

1 - категория размещения.

На ОРУ 35 кВ также установим разъединитель типа РГ.

Таблица 29 – Разъединитель РГ-35/1000 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 199 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} < I_{ном}$
$i_{уд} = 12,366 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр.с}$
$B_k = 27,902 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 20 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Маркировка расшифровывается аналогично.

Выбранные разъединители проходят по требуемым параметрам.

6.4 Выбор ячеек КРУ

В качестве ячеек КРУ 6 кВ примем КРУ серии К-129 «Оптима», производства «Мосэлектроцит».

Комплектные распределительные устройства (КРУ) серии К-129 «Оптима» предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц на номинальное напряжение 6(10) кВ для систем с изолированной или частично заземленной нейтралью. Комплектные распределительные устройства серии К-129 «Оптима» успешно применяются:

- на всех видах электростанций;
- распределительных подстанциях энергосистем;
- подстанциях промпредприятий;
- для электрификации транспорта;
- для расширения распределительных устройств, находящихся в эксплуатации (стыкуются без переходных шкафов с ячейками КРУ серий К-XXVI (К-ХII) и К-XXVII);

- для установки в блочно-модульные здания.

Основные преимущества:

- Отсек выкатного элемента – с наличием фиксированных рабочего и контрольного положений, с автоматическими защитными шторками с отдельным приводом нижней и верхней шторки, с винтовым механизмом

выкатывания/выкатывания, с возможностью перемещения ВЭ из рабочего положения в контрольное и обратно при закрытой двери, с наличием механизма аварийного отключения выключателя при закрытой двери.

- Современное комплектное распределительное устройство с высокими техническими параметрами.

- Возможность применения различных вакуумных и элегазовых выключателей.

- Надежная быстродействующая дуговая защита, возможность реализации абсолютно селективной дуговой защиты.

- Удобные в обслуживании: возможность одно- двухстороннего обслуживания, расположение проходных трансформаторов тока на выкатном основании.

- Металлический корпус из оцинкованной стали с разделенными отсеками с локализацией внутренних повреждений в пределах одного отсека, с отдельными клапанами разгрузки для каждого высоковольтного отсека.

- Возможность одновременного обслуживания всех выкатных элементов распределительного устройства.

- Возможность установки второго выкатного элемента с трансформаторами напряжения в шкафах с выключателями.

- Установка современных микропроцессорных блоков защит с развитыми интерфейсами связи. Возможность интеграции оборудования в системы АСУТП, АСКУЭ.

- Наличие активной мнемосхемы и индикаторов высокого напряжения.

- Надежность и безопасность для персонала.

- Срок службы – не менее 30 лет.

Таблица 30 – Основные параметры шкафа КРУ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1000; 1600; 2000; 3150; 4000
Номинальный ток отключения, кА	20; 25; 31,5; 40
Электродинамическая стойкость, кА	51; 64; 81; 102
Тип выключателя	Вакуумный; элегазовый
Габариты шкафа, мм: Ширина / глубина /высота	1000/1527/2355
Масса шкафа отходящей линии, кг	1450
Трансформатор тока	ТЛП-10-6
Трансформатор напряжения	НОЛП-6
Ограничители перенапряжения	ОПН-П 6

В ячейку КРУ будет установлен вакуумный выключатель компании Siemens типа Sion 3AE, который, по данным завода изготовителя, совместим с данными ячейками. Сравнение его каталожных данных и расчетных параметров приведено в таблице 31

Таблица 31 – Сравнение расчетных и каталожных данных для ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{H, \text{MAX}} = 2500 \text{ А}$	$I_{p \text{MAX}} = 2030 \text{ А}$	$I_{p \text{MAX}} \leq I_{H \text{MAX}}$
$I_{СКВ} = 50 \text{ кА}$	$I_{уд} = 49,909 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_K = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 56,785 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{КР} \leq B_{KH}$
$I_{ВКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 21,967 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$

$I_{от\ кЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п\ t} = 21,967 \text{ кА}$	$I_{п\ t} \leq I_{от\ кЛ\ ном}$
$i_{АНОМ} = 17,82 \text{ кА}$	$I_{A\ t} = 11,42 \text{ кА}$	$I_{A\ t} \leq i_{АНОМ}$

Выключатель для шкафа КРУ проходит по всем параметрам, поэтому целесообразно принять его к установке.

6.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это такое электрическое устройство, главная задача которого уменьшения первичного тока до таких значений, на которые рассчитаны измерительные приборы и устройства релейной защиты. Если не устанавливать трансформаторы тока, то для измерительных приборов необходимо усиливать изоляцию и подводить провода большого сечения. Так же трансформаторы тока служат для отделения цепей измерения и защиты от цепей высокого напряжения.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному на каждую фазу), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

Основные параметры выбора ТТ:

- номинальное напряжение;
- первичный и вторичный токи;
- род установки;
- конструкция;
- класс точности;
- термическая и электродинамическая стойкость токам КЗ.

В качестве оборудования подключаемого к вторичным обмоткам ТТ примем счётчик электрической энергии трёхфазные, активно/реактивные, многофункциональные Меркурий 230 ART. Счетчики обеспечивают:

- учет активной и реактивной электроэнергии в одном или двух направлениях в одно- или многотарифном режимах;

- пофазные измерения;
 - передачу результатов измерений по интерфейсам CAN, RS485, IrDA,
- Приборы, подключаемые к ТТ 110 кВ приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Приборы, подключаемые к ТТ ТРГ 110 кВ и их мощность

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Меркурий 230 ART2	7,5	-	7,5
ИТОГО		7,5		7,5

Сопротивление прибора рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}, \quad (46)$$

Где $S_{\text{приб}}$ – мощность прибора;

$I_{2н}$ – номинальный ток.

$$r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \text{ Ом.}$$

Затем определим контрольный кабель, который будет соединять трансформатор тока с прибором. Выберем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм². Контрольный кабель с резиновой изоляцией; оболочка – ПВХ пластикат; броня - две стальные ленты; защитный покров – пропитанная кабельная пряжа.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{пр}}} \quad (47)$$

где $l_{\text{расч}} = 100$ м – расчётная длина провода для РУ 110 кВ;

$\rho = 0,0283$ Ом·мм/м – удельное сопротивление для меди;

$S_{\text{пр}}$ – сечение проводов, принимаем $S_{\text{пр}} = 4$ мм².

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,708 \text{ Ом.}$$

В действительности индуктивное сопротивление вторичных цепей очень мало, поэтому можно допустить следующее равенство $Z_2 = r_2$. Тогда сопротивление вторичных цепей рассчитывается по формуле, Ом:

$$Z_{2p} = r_{приб} + r_{np} + r_k, \quad (48)$$

где $r_{приб}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

r_{np} – сопротивление проводов, между ТТ и приборами;

r_k – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$Z_{2p} = 0,3 + 0,708 + 0,1 = 1,108 \text{ Ом.}$$

Для ОРУ 110 кВ выбираем ТОГФ-110-УХЛ1. Данные расчетов сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Трансформатор тока ТОГФ-110-УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 164 \text{ А}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2p} = 1,108 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 3 \text{ Ом}$	$Z_{2p} < Z_{2ном}$
$i_y = 10,794 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 160 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$V_k = 12,282 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка маркировки:

Т – трансформатор тока;

О – опорного исполнения;

Г – газонаполненный;

Ф – с фарфоровой крышкой;

110 – класс напряжения;

УХЛ – климатическое исполнение;

1 – категория размещения.

Аналогично выбираем остальные трансформаторы тока.

Выбор трансформатора тока на остальные напряжения аналогичен.

Приборы, подключаемые к ТТ 35 кВ приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Приборы, подключаемые к ТТ 35 кВ

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 35 кВ	Ртутный 230	7,5	-	7,5
Варметр					
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					
Амперметр	Секционный выключатель	Ртутный 230	7,5	-	7,5
Итого			7,5	-	7,5
Амперметр	На отходящих линиях 35 кВ	Ртутный 230	7,5	-	7,5
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

$$r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \text{ Ом.}$$

Для ОРУ 35 кВ выбираем ТОЛ-35-УХЛ1 и кабель марки АКРВГ алюминиевый контрольный кабель с изоляцией из резины в оболочке из ПВХ без защитных покровов четырехжильный с сечением 4 мм².

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,708 \text{ Ом.}$$

$$Z_{2p} = 0,9 + 0,708 + 0,1 = 1,708 \text{ Ом.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 35.

Таблица 35 – Трансформатор тока ТОЛ-35-УХЛ

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
U _{уст} = 35 кВ	U _{ном} = 35 кВ	U _{уст} = U _{ном}

$I_{раб} = 199 \text{ А}$	$I_{1ном} = 200 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,708 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 12,366 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 127 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 27,902 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 31 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 31^2 \cdot 3 = 2883 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка маркировки:

Т – трансформатор тока;

О – опорный;

Л – с литой изоляцией;

35 – номинальное напряжение;

УХЛ – климатическое исполнение;

1 – категория размещения.

В КРУ 6 кВ подразумевается установка ТЛП-6. Кабель который будет соединять приборы с ТТ будет марки АКРВГ 4-х жильный с сечением 2 мм². Данные расчетов сведены в таблицу 37.

Приборы, подключаемые к ТЛП-6 приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Приборы, подключаемые к ТТ ТЛП-6

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 6 кВ	Ртутный 230 ART2	7,5	7,5	7,5
Варметр					
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					
Амперметр	Секционный выключатель	Ртутный 230 ART2	7,5	-	7,5
Итого					
Амперметр	На отходящих линиях 6 кВ	Ртутный 230 ART2	-	-	-
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

Таблица 37 – Трансформатор тока ТЛП-6.

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 2030 \text{ А}$	$I_{1ном} = 2100 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
$Z_{2р} = 0,368 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
	Класс точности 0,5	
$i_y = 18,453 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 56,785 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Все трансформаторы тока проходят по расчётным данным.

6.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения служат для понижения высокого напряжения до такого уровня, на которое рассчитаны электрические приборы. Еще также ТН выполняет функцию отделения измерительных цепей и цепей релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [17].

Нагрузка приборов, которые подключаются к трансформаторам напряжения на напряжение 35 кВ приведена в таблице 38.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 35 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр	Меркурий 230 ART2	1	5	2	10
Счетчик АЭ		3	0,1	2	0,6
Счетчик РЭ					
Итого					24,6

В РУ 35 кВ устанавливаем ЗНОЛ-35. Сравнение параметров приведено в таблице 39.

Таблица 39 – Трансформатор напряжения ЗНОЛ-35.

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 24,6 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 60 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

На стороне 6 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НОЛП-6. Данные трансформаторы рекомендует завод изготовитель ячеек КРУ для своей продукции. Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 40.

Таблица 40 – Вторичная нагрузка ТН на НН

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		6	0,1	2	1,2
Счетчик РЭ					
Итого					25,2

Данные для проверки трансформатора напряжения сведены в таблицу 41.

Таблица 41 – Трансформатор напряжения НОЛП-6

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 25,2 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 50 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

Все выбранные трансформаторы напряжения, соответствуют условиям для их надёжной работы.

6.7 Выбор и проверка токоведущих частей

В ОРУ 35 кВ и выше обычно принято применять гибкую ошиновку, выполненные сталеалюминевыми проводами.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами.

Выбор сечения осуществляется по нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}} \quad (49)$$

Принимаем сечение по допустимому току.

110 кВ – АС-70/11, так как $I_{\text{доп}} = 270 \text{ А}$ больше $I_{\text{макс}} = 164 \text{ А}$, то условие выполняется.

35 кВ – АС-70/11, так как $I_{\text{доп}} = 270 \text{ А}$ больше $I_{\text{макс}} = 199 \text{ А}$, то условие выполняется.

Шины будут расположены на открытом воздухе, чистыми проводами. Поэтому проверка на термическое действие КЗ не осуществляется.

Так же не проводим проверку по условиям коронирования, согласно [2], минимальное сечение провод по условию короны на 35-110 кВ составляет 70 мм².

Периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания на шинах 110-35 кВ меньше 20 кА, поэтому гибкую ошиновку не проверяем по условиям сжестывания.

Проверка по экономической плотности тока не производится, так как шины расположены на ОРУ [15].

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка.

Выбор шин осуществляется по допустимому току. Принимаем к установке однополосные медные шины прямоугольного сечения 120x8 мм; $I_{\text{доп}} = 2400 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{макс}} = 2030 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 2400 \text{ А}.$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм²:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (50)$$

где B_K - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее, кА²с;

C_T - функция, значение которой для данного проводника принимается равным $82 \text{ A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{56,785 \cdot 10^6}}{82} = 91,897 \text{ мм}^2.$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 0,7 \text{ м}. \quad (51)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ К-129 «Оптима» данное расстояние 0,5 м;

J - момент инерции шины, который находится по формуле, м⁴:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (52)$$

q - поперечное сечение шины, равное 957 мм².

$$J = \frac{120 \cdot 8^3}{12} = 0,512 \text{ м}^4,$$

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{ВД}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (53)$$

где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, приме равным $0,2 \text{ см}^3$;

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно $0,25 \text{ м}$;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{49909^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 0,25} = 216 \text{ МПа.}$$

Шины проходят по механической прочности. Условия механической прочности соблюдены. Данные расчетов сведены в таблицу 42.

Таблица 42 – Выбор жёстких шин 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 2030 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 2400 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$
$\sigma_{расч} = 216 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 510 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{расч}$
$q_{\min} = 91,897 \text{ мм}^2$	$q = 957 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$

Все виды принимаемой гибкой и жесткой ошиновки удовлетворяют расчетные данные.

6.8 Выбор и проверка опорных изоляторов

При выборе опорных изоляторов необходимо учитывать: номинальное напряжение, роду и место установки, и механическую нагрузку, на которую рассчитан изолятор.

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:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (54)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (55)$$

Выбор опорных изоляторов 6 кВ:

Выбираем опорные изоляторы типа ИО-6-3,75 УХЛ2 с $F_{разр}=3750$ Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (56)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{49909^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 359,532 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 43.

Таблица 43 – Выбор опорных изоляторов 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 6$ кВ	$U_H = 6$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 359,532$ Н	$F_{доп} = 2250$ Н	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбор проходных изоляторов на 6 кВ:

При выборе проходных изоляторов, к приведенным выше условиям так же добавляется требование, изоляторы должны выдерживать максимальный рабочий ток, т.е. $I_{max} \leq I_{ном}$. Выбираем проходные изоляторы марки ИО-6/3150-3,75 УХЛ1 с $F_{разр}=3750$ Н. Данные расчетов сведены в таблицу 44.

Таблица 44 – Выбор проходных изоляторов 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{РАСЧ}} = 359,532 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} = 2400 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$
$I_{\text{МАХ}} = 2030 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МАХ}}$

Выбор опорных изоляторов 35 кВ:

Выбираем опорные полимерные изоляторы марки ИОСК 3/35-УХЛ1 с
 $F_{\text{разр}} = 3000 \text{ Н}$.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{12366^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 22,072 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}.$$

Данные расчетов сведены в таблицу 42.

Таблица 45 – Выбор опорных изоляторов 35 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{РАСЧ}} = 22,072 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} = 1800 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$

Выбор опорных изоляторов 110 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ОСК 12,5-110-А-2 УХЛ1 с
 $F_{\text{разр}} = 12,5 \text{ кН}$.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{10794^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 16,816 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н}.$$

Данные расчетов сведены в таблицу 46.

Таблица 46 – Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 16,816$ Н	$F_{доп} = 7500$ Н	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Таким образом, был проведен выбор изоляторов на все классы номинального напряжения.

6.9 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений

ОПН – предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозовых и внутренних перенапряжений. На стороне ВН трансформаторов приняты ОПН типа ОПНп – 110/73/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ, предназначенный для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений воздушных электрических сетей 27-220 кВ.

Выбор ОПН 110 кВ:

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (57)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 268 кВ в соответствии с [15].

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, 180 кВ в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (58)$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \frac{270 - 180}{485} \cdot 91 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 536,3$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}}, \quad (59)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{536,3}{110} = 4,875 \text{ кДж/кВ}.$$

Выбирается ОПН-110 кВ с классом 4 энергоёмкости (до 5,8 кДж/кВ).

На стороне СН выбирается ОПН-П-35/40,5/10/550 с классом напряжения 35 кВ, для которых $U_{\text{ост}} = 40$, кВ, $U = 100$ кВ, волновое сопротивление провода, принимается 50 Ом, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 35 кВ:

$$\mathcal{E} = \frac{100 - 40,5}{50} \cdot 40,5 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 15,31 \text{ кДж},$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{15,31}{35} = 0,44 \text{ кДж/кВ}.$$

ОПН проходит по всем параметрам.

На стороне НН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН-П 6 с классом напряжения 6 кВ, для которых $U_{\text{ост}} = 26,5$ кВ, $U = 6,9$ кВ, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 6 кВ:

$$\mathcal{E} = \frac{26,5 - 6,9}{485} \cdot 26,5 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 3,4 \text{ кДж}.$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{3,4}{6} = 0,567 \text{ кДж /кВ.}$$

ОПН проходит по всем параметрам.

6.10 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

Мощность трансформаторов СН выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, согласно таблице 47.

Таблица 47 – Потребители СН

Нагрузка	P, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 35 кВ	8,8	0,95	0,33	2,9
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	3,6	0,95	0,33	1,2
Подогрев шкафов КРУ 6 кВ	15	0,95	0,33	5,6
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение, отопление, вентиляция ЗРУ 6 кВ	7	0,9	0,48	3,4
Освещение ОРУ 110-35 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	133			66,9

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (60)$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8 по [15];

$P_{расч}$, $Q_{расч}$ - суммарная мощность потребителей СН по таблице 40 кВт, Квар.

С помощью формулы 50, получим расчётную нагрузку ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{133^2 + 66,9^2} = 119,1 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (61)$$

где k_3 – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [15];

N_T - количество ТСН на ПС.

$$S_T = \frac{119,1}{0,7 \cdot 2} = 85 \text{ кВА.}$$

Выбирается трансформатор ТСЗН-100/6. трансформатор трехфазный, сухой.

6.11 Выбор аккумуляторных батарей

На электростанциях и подстанциях необходим постоянный ток для питания цепей управления, сигнализации, автоматики, аварийного освещения, а также для электроснабжения наиболее ответственных механизмов собственных нужд. Источником постоянного тока являются аккумуляторные батареи.

Аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда.

Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в полчасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда определяется по формуле, шт:

$$n_0 = \frac{U_{III}}{U_{IIA}}, \quad (62)$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

U_{III} - напряжение на шинах, принимаем $U_{III} = 230\text{В}$;

U_{IIA} - напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В).

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

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{230}{2,6} = 88 \text{ шт.}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется:

$$n = \frac{230}{1,75} = 1,75 \text{ шт.}$$

где n - общее число элементов батареи.

Таким образом, типовой номер батареи N выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{I_{AB}}{J} \right), \quad (63)$$

где I_{AB} - нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

1,05 – коэффициент запаса;

J - допустимая нагрузка аварийного разряда, А/Н, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

Полученное число округляется до ближайшего большего типового номера.

Определяем нагрузку установившегося получасового аварийного разряда по следующей формуле, А:

$$I_{AB} = I_{\text{выкл}(110)} + I_{\text{выкл}(10)} + I_{\text{привод}} + I_{\text{преобр}} \quad (64)$$

$$I_{AB} = 15 + 5 + 200 + 30 = 250 \text{ А}$$

Тогда, типовой набор батареи:

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{250}{24} \right) = 11 \text{ шт.}$$

Выбранный аккумулятор необходимо проверить по наибольшему толчковому току по следующему неравенству:

$$46 \cdot N \geq I_{T \max}, \quad (65)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T \max} = I_{AB} + I_{np}, \quad (66)$$

где I_{np} – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима, равный 20 А.

$$I_{T \max} = 250 + 20 = 270 \text{ А.}$$

Тогда получим, что данное условие выполняется:

$$503,102 \text{ А} \geq 270 \text{ А}$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию, В:

$$U \geq 2,15 \cdot n_0 \quad (67)$$

$$U \geq 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В}$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток разряда, А:

$$I_A \geq 5 \cdot N + I_{II} \quad (68)$$

где I_{II} – ток постоянно включенной нагрузки.

$$I_A \geq 5 \cdot 11 + 20 = 75 \text{ А.}$$

Определяем напряжение в конце заряда, В:

$$U_3 = 2,75 \cdot n \quad (69)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 130 = 375,5 \text{ В}$$

Выбираем свинцовые аккумуляторные батареи марки СК-1-12,5х1.

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

7.1 Общие сведения

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения.

Основная причина грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения). Молния – это источник тока. Точное значение тока молнии неизвестно, и оно подвержено статистическому разбросу, поэтому и величина грозовых перенапряжений, также, как и ток молнии, является статистической величиной.

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

ОРУ обычно защищаются несколькими молниеотводами.

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 [16].

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства.

7.2 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), со следующей 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.

Заземление выполняется в виде сетки с вертикальными и горизонтальными электродами [18]. Расчет приведен в приложении Д.

7.3 Расчет молниезащиты подстанции «Надеждинская»

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в

соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы [16].

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов. Которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

Зона А - с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б - с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

В данном дипломном проекте проведен расчет зоны защиты типа – А - с надежностью не менее $0,995$ и $U \leq 500$ кВ, ОРУ-110 кВ. Расчет приведен в приложении Д.

7.4 Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределении электроэнергии, имеет изоляцию, соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке, может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые).

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее [16].

Подробный расчет молниезащиты ПС «Наеждинская» приведен в приложении Д.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

8.1 Общие сведения о защитах трансформатора

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы.

К повреждениям относят:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора;
- однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковые замыкания в обмотках.

К ненормальным режимам относят:

- прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ;
- прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора;
- понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

8.2 Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов

ПУЭ и соответствующая нормативная документация по релейной защите определяют виды и объем защиты в зависимости от типа трансформатора и места его установки.

Дифференциальная защита.

Дифференциальная защита устанавливается на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше, на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВ·А и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает достаточной чувствительности ($k_{\text{ч}} < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.

Принцип действия дифференциальной защиты подробно описан в [20-22] и основан на сравнении величин и направлении токов до и после защищаемого трансформатора.

Газовая защита.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах, преобразовательных агрегатах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Газовая защита получила широкое применение в качестве чувствительной при возникновении внутренних повреждений (межвитковых замыканий), сопровождаемых электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла, изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Газовая защита обязательно устанавливается на трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше, а также на трансформаторах 1000 – 4000 кВ·А, не имеющих дифференциальной защиты или отсечки и, если МТЗ имеет выдержку времени более 1 секунды. При наличии быстродействующих защит её применение допускается. На внутрицеховых трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше газовая защита обязательна к применению, независимо от наличия других быстродействующих защит.

Токовая отсечка.

Для защиты трансформаторов мощностью менее 6300 кВ·А, работающих одиночно, и трансформаторов мощностью менее 4000 кВ·А, работающих параллельно, устанавливается токовая отсечка, принцип действия которой рассмотрен в [23; 24].

Токовая отсечка устанавливается со стороны источника и получает питание, как правило, от тех же трансформаторов тока, что и максимальная токовая защита от внешних КЗ.

Уставка тока срабатывания токовой отсечки определяется из условия несрабатывания при повреждениях на отходящих линиях, со стороны нагрузки за трансформатором, по следующему выражению:

$$I_{TO} \geq k_{OTC} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (70)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки защиты (1,3 – 1,4);

$I_{КЗ}^{(3)}$ - значение периодической составляющей тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ.

Чувствительность отсечки проверяется по выражению:

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{\text{ср.то}}}, \quad (71)$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ со стороны источника питания.

По известному значению тока трехфазного КЗ, ток двухфазного КЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{КЗ}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (72)$$

где $I_{КЗ}^{(3)}$ - ток трехфазного короткого замыкания.

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности токовой отсечки ($k_{\text{ч}}$) при двухфазном КЗ в точке К1 должен быть не менее 2, если же он меньше 2, то в этом случае токовая отсечка может использоваться только в качестве резервной защиты.

Если уставка токовой отсечки выбрана по формуле (70), то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе и поэтому может быть выполнена без выдержки времени.

8.3 Устройства релейной защиты от ненормальных режимов работы трансформатора

Токовая защита от сверхтоков при внешних многофазных коротких замыканиях.

В качестве защиты трансформаторов от внешних токов КЗ максимальная токовая защита, которая устанавливается на двухобмоточных

трансформаторах – со стороны источника питания, а на трехобмоточных – со всех сторон трансформатора.

Максимальная токовая защита служит для отключения питания внешних многофазных КЗ при отказе выключателя смежного поврежденного элемента или его защиты, а также используется как резервная по отношению к основным собственным защитам трансформатора.

На трансформаторах мощностью менее 1000 кВ·А предусматривается максимальная токовая защита, действующая на отключение. Она же вместе с

токовой отсечкой является основной защитой трансформатора. На трансформаторах мощностью более 1000 кВ·А должна быть предусмотрена максимальная токовая защита с комбинированным пусковым органом напряжения или без него, принцип действия которой рассмотрен в [23; 24].

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от внешних КЗ отстраивается от максимального тока нагрузки по выражению:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{k_{ОТС} \cdot k_{ЗАП}}{k_B} \cdot I_{НАГР\max}, \quad (73)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты (1,1 – 1,2);

$k_{ЗАП}$ - коэффициент самозапуска двигателей;

k_B - коэффициент возврата токового реле;

$I_{НАГР\max}$ - наибольшее значение тока нагрузки трансформатора.

Согласно ПУЭ максимальная токовая защита должна иметь коэффициент чувствительности более 1,5 при двухфазном КЗ.

Токовая защита от перегрузок.

Защита от перегрузки предусмотрена на трансформаторах мощностью 400 кВ·А и более. Перегрузка обычно является симметричной, поэтому защиту от перегрузки выполняют одним реле тока, включенным в цепь одного из трансформаторов тока, защиты от внешних коротких замыканий.

Для отстройки от коротких замыканий и кратковременных перегрузок предусматривается реле времени. Защита действует на сигнал.

8.4 Исходные данные для расчёта уставок защиты трансформатора с применением устройства «Сириус-ТЗ»

Необходимо выбрать параметры настройки устройства «Сириус-ТЗ» для защиты трансформатора ТДТН-25000/110/35 со схемой соединения обмоток

Y/Y/ Δ -0-11:

- на стороне высшего напряжения – звезда;
- на стороне среднего напряжения – звезда;
- на стороне низшего напряжения – треугольник.

Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду.

Номинальная мощность трансформатора – 6,3 МВ·А.

Номинальное напряжение – 115 кВ/38,5 кВ/11 кВ.

Диапазон регулирования РПН $\pm 9 \cdot 1,78$ %.

Максимальное время защит линий, отходящих от шин НН трансформатора, $t_{\max} = 2,0$ с.

Токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме работы энергосистемы на стороне 110 кВ (точка К1), 35 кВ (точка К2) и шинах 6 кВ (точка К3) приведены в таблице 48.

Таблица 48 – Токи короткого замыкания для расчета уставок защит трансформатора

Расчетная точка КЗ	Ток КЗ
На стороне 110 кВ (К ₁)	4,751
На стороне 35 кВ (К ₂)	5,443
На стороне 6 кВ (К ₃)	21,967

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах

низшего напряжения. Приведение токов КЗ в точке К2 и в точке К3 к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле, А:

$$I_{K3}^{(3)ВН} = \frac{I_{K3}^{(3)НН}}{k_T}, \quad (74)$$

где $I_{K3}^{(3)НН}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах НН (в точке К3);

k_T - коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений – 110 /10 кВ. Он приводит значение тока короткого замыкания, найденного на ступени напряжения НН, к ступени напряжения ВН.

По формуле (105) ток трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме на шинах СН (точка К2)и на шинах НН (точка К3), приведенный к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K2}^{(3)ВН} = \frac{5443}{115 / 38,5} = 1822 \text{ А.}$$

$$I_{K3}^{(3)ВН} = \frac{21967}{115 / 6} = 1146 \text{ А.}$$

Основные рекомендации по выбору уставок дифференциальной защиты были приведены ранее при описании особенностей дифзащиты.

Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора, токовой отсечки, максимальной токовой защиты, а также расчет защиты от перегрузки выполняется в соответствии с методикой, изложенной в [25].

8.5 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением устройства «Сириус-ТЗ». Для выбора его параметров, сначала необходимо выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока,

становливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду.

В соответствии с разделом «Общие уставки дифференциальной защиты трансформатора» необходимо выбрать следующие общие уставки устройства:

$I_{номВН}$ - номинальный вторичный ток стороны ВН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номСН}$ - номинальный вторичный ток стороны СН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номНН}$ - номинальный вторичный ток стороны НН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

группа ТТ ВН – группа сборки цифровых ТТ на стороне ВН;

группа ТТ СН – группа сборки цифровых ТТ на стороне СН;

группа ТТ НН – группа сборки цифровых ТТ на стороне НН;

размах РПН – размах регулирования РПН.

Методика выбора трансформаторов тока и расчет номинальных вторичных токов сторон трансформатора приведена в таблице 49.

Таблица 49 – Выбор трансформаторов тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		115 кВ	38,5 кВ	11 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	164	199	1953
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	200/5	300/5	2000/5

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	4,1	3,31	4,88
Для ввода в устройство принимаются ближайшие величины токов с дискретностью 0,1, А	$I_{ном.ВН}, I_{ном.СН}, I_{ном.НН}$	4,1	3,3	4,9
Размах регулирования РПН, %	16			

Для силового трансформатора со схемой соединения обмоток на стороне ВН трансформатора в звезду, на стороне СН в звезду, а на стороне НН в треугольник, необходимо задать уставки: «Группа ТТ ВН» – 11, «Группа ТТ СН» – 11 «Группа ТТ НН» – 0.

Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1).

Для этого необходимо выбрать следующие уставки дифференциальной отсечки (ДЗТ-1):

$\frac{I_{диф}}{I_{ном}}$ - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Согласно исходным данным токи внешнего КЗ приведенный к стороне ВН равен 1822 А и 1146 А.

Относительное значение этих токов равно:

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{I_{К2}^{(3)ВН}}{I_{номВН}} \quad (75)$$

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{1822}{164} = 11,11$$

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле (76) и равна:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I_{\text{кз.внеш}}^{\text{max}}, \quad (76)$$

где $K_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{\text{нб}(1)}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ. Согласно [26] если на стороне ВН и на стороне НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $K_{\text{нб}(1)} = 0,7$. Если на стороне ВН используются ТТ с вторичным номинальным током 1А, то следует принимать $K_{\text{нб}(1)} = 1,0$.

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 11,11 = 9,332$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} = 9$

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{\text{диф}} = 9 \cdot 164 = 1476 \text{ А.}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1) по формуле (72).

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле (72):

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4751 = 4114 \text{ А.}$$

$$k_q \geq \frac{4114}{1476} = 2,787 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства защиты «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2).

Далее необходимо выбрать следующие уставки дифференциальной защиты (ДЗТ-2):

$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}}$ – базовая уставка ступени;

$K_{торм}$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$\frac{I_{Т1}}{I_{ном}}$ - вторая точка излома тормозной характеристики;

$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}}$ – уставка блокировки от второй гармоники.

Базовая уставка выбирается в пределах (0,3-0,5) для обеспечения чувствительности к витковым замыканиям в обмотках и к замыканиям между

обмоток трансформатора, поэтому принимаем: $\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3$.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{скв}$, то ток срабатывания дифференциальной защиты должен быть равен:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}, \quad (77)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим;;

$K_{одн}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$ - погрешность номинальных токов трансформатора обусловленная наличием РПН у трансформатора;

$\Delta f_{добав}$ - погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН;

$I_{скв}$ - сквозной ток проходящий через защиту при внешнем КЗ.

В первом слагаемом (обусловленном погрешностями трансформаторов тока), несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов, в [28] рекомендуется принимать: $K_{одн} = 1,0$; $\varepsilon = 0,1$; $K_{пер} = 2,5$, если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50%, или $K_{пер} = 2,0$, если доля двигательной нагрузки менее 50%.

Второе слагаемое обусловлено наличием РПН у трансформатора. В устройстве имеется автоматическая подстройка под существующий коэффициент трансформации силового трансформатора по отношению токов нагрузки ВН и НН. Когда она действует, $\Delta U_{РПН}$ не превышает 4%. Однако подстройка действует медленно и действует лишь при нагрузке трансформатора свыше 30%. При малых нагрузках подстройка отключена. Поэтому за расчетный следует принимать случай недействия подстройки и считать $\Delta U_{РПН}$ равным полному размаху РПН. Очевидно, что действие подстройки создаст дополнительный запас по отстроенности от тока небаланса.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН - округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы-изготовителя, расчетное значение можно принимать $\Delta f_{добав} = 0,04$.

Для надежной отстройки от тока небаланса, следует его умножить на коэффициент отстройки $K_{одн}$, который согласно [25] следует принимать равным 1,3, а согласно [26] - можно даже снизить его значение до 1,1-1,15.

$$I_{диф} = K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{скв} = 1,3 \cdot 0,4 \cdot I_{скв} = 0,52 \cdot I_{скв}$$

В соответствии с [26] коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т} = I_{торм} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \quad (78)$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8.$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{торм}. \quad (79)$$

Либо по выражению:

$$K_{торм} \geq \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т}} \quad (80)$$

Тогда коэффициент торможения в процентах по выражению (79) равен:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot 0,52 / 0,8 = 65 \ %.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{Т1} / I_{ном}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{Т1} / I_{ном} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{Т1} / I_{ном} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей). Поэтому рекомендуется уставка $I_{Т1} / I_{ном} = 1,5 - 2$.

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически, но необходимо убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Поэтому рассчитываем первую точку излома тормозной характеристики по формуле: ее величина равна:

$$I_{T1} / I_{ном} = (I_{Д1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм}. \quad (81)$$

Величина первой точки излома тормозной характеристики равна:

$$I_{T1} / I_{ном} = 0,3 \cdot 100 / 65 = 0,46$$

Следовательно условие $I_{T2} / I_{ном} > I_{T1} / I_{ном}$ – выполняется.

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{ДГ2} / I_{ДГ1}$ на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15% в соответствии с [28]. Принимаем $I_{ДГ2} / I_{ДГ1} = 0,15$.

Таким образом, получены следующие характеристики:

$$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3 \text{ - базовая уставка ступени;}$$

$K_{торм} = 65 \%$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$$\frac{I_{T1}}{I_{ном}} = 0,46 \text{ - вторая точка излома тормозной характеристики;}$$

$$\frac{I_{T2}}{I_{ном}} = 2 \text{ - вторая точка излома тормозной характеристики;}$$

$$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}} = 0,15 \text{ - уставка блокировки от второй гармоники.}$$

Проверим расчетное соотношение токов $I_{Диф} / I_{ТОРМ}$ в защите при КЗ в трансформаторе на стороне НН при принятом способе формирования тормозного тока.

Если расчетное соотношение токов $I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{ТОРМ}}$ лежит выше границы разделения областей, то происходит срабатывание и защита действует на отключение.

По известному значению тока трехфазного КЗ на стороне НН трансформатора, найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 912 = 789,8 \text{ А.}$$

При одностороннем питании защищаемого трансформатора и при КЗ на стороне НН в зоне действия защиты ток со стороны НН отсутствует, поэтому относительное значение дифференциального тока, приведенное к номинальному току трансформатора, равно:

$$I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{НОМ}} = 789,8 / 31,6 = 25 \text{ о.е.}$$

Относительное значение тормозного тока в реле при этом КЗ равно:

$$I_{\text{ТОРМ}} / I_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot (789,8 / 31,6) = 12,5 \text{ о.е.}$$

Таким образом, расчетная точка при КЗ, определяемая по соотношению токов $I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{ТОРМ}}$, лежит выше границы разделения областей, поэтому при КЗ на стороне НН происходит срабатывание и защита действует на отключение.

Коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 устройства «Сириус-ТЗ» в этом случае равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ТОРМ}} / I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{Д1}} / I_{\text{НОМ}}} \tag{82}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{25}{0,3} = 80 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная защита (ступень ДЗТ-2) устройства «Сириус-ТЗ» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок сигнализации небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3).

Теперь, необходимо выбрать следующие уставки сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3):

$I_D / I_{ном}$ - относительное значение уставки по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты;

T - уставка по времени сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3) выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{д1}/I_{ном}$), а уставка по времени - порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты. Рекомендуемые значения уставок: $I_D / I_{ном} = 0,1$; $T = 10$ с.

8.6 Расчет уставок максимальной токовой защиты

Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора.

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора $I_{A ВН}$, $I_{B ВН}$, $I_{C ВН}$ и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания по формуле (102). Ток внешнего короткого замыкания – это ток КЗ в точке К2 и К3, приведенный к стороне высшего напряжения, в нашем примере он равен: $I_{K2}^{(3)BH} = 1822$ А, $I_{K3}^{(3)BH} = 1146$ А.

Тогда для СН получим:

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 1822 = 2369 \text{ А.}$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен, А:

$$I_{ср.то} \geq \frac{I_{TO} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ.ВН}}. \quad (83)$$

$$I_{cp.mo} \geq \frac{2369 \cdot 1}{200 / 5} = 59,23 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-ТЗ». Принимаем $I_{cp.mo} = 59,23 \text{ А}$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{I_{cp.mo} \cdot K_{TT.VH}}{K_{CX}}. \quad (84)$$

$$I_{TO} \geq \frac{59,23 \cdot 200 / 5}{1} = 2369 \text{ А.}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 110 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле (104):

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4751 = 4114 \text{ А.}$$

$$k_u \geq \frac{4114}{2369} = 1,737 > 1,2$$

Для НН получим:

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 912 = 1186 \text{ А.}$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен:

$$I_{cp.mo} \geq \frac{1186 \cdot 1}{200 / 5} = 29,65 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-ТЗ». Принимаем $I_{cp.mo} = 29,65 \text{ А}$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{29,65 \cdot 200 / 5}{1} = 1186 \text{ А.}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 110 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле (72):

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4751 = 4114 \text{ А.}$$

$$k_q \geq \frac{4114}{1186} = 3,469 > 1,2.$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-ТЗ».

Выбираем время срабатывания токовой отсечки.

Так как уставка токовой отсечки выбрана по формуле (102), то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка времени токовой отсечки принимается $t_{то} = 0,1 \text{ с}$.

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны НН трансформатора (МТЗ НН).

Резервная максимально токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для

трехобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет необходимости использования МТЗ НН. Поэтому МТЗ НН выводится из действия, а уставки МТЗ НН задаются величинам максимально возможными в устройстве «Сириус-ТЗ».

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

При расчете уставок МТЗ-2 ВН следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле - $k_B = 0,92$; коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки - $k_{OTC} = 1,2$; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий - $k_C = 1,1$, согласно рекомендациям [23, 24].

Поэтому вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (85)$$

где $S_{наг.ВН}$ - максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$U_{ном.ВН}$ - номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{33861}{\sqrt{3} \cdot 115} = 170 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется по формуле (74) с учетом следующих коэффициентов: коэффициент отстройки $k_{OTC} = 1,2$ согласно [25]; коэффициент самозапуска двигателей $k_{ЗАП} = 1,5$ согласно [25]; коэффициент

возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-ТЗ» $k_B = 0,92$ согласно [26].

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{MT3} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 170 = 332,6 \text{ А.}$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{cp.to} \geq \frac{332,6 \cdot 1}{200 / 5} = 8,32 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ-2 ВН принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-ТЗ». Принимаем $I_{cp.mtz} = 8,32 \text{ А}$.

Далее необходим расчет действительного тока срабатывания МТЗ-2 ВН по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{8,32 \cdot 200 / 5}{1} = 332,8 \text{ А.}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне СН (в точке К2) и на стороне НН (в точке К3) по формуле (82).

$$k_{сН} \geq \frac{5443}{332,8} = 16,36 > 1,5.$$

$$k_{сНН} \geq \frac{21967}{45,2} = 66 > 1,5.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-ТЗ» по следующей формуле, с:

$$t_{MT3} = t_{max} + \Delta t, \tag{86}$$

где t_{\max} - максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

Δt - ступень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{\text{МТЗ}} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-ТЗ».

8.7 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора, в нашем случае на напряжение 110 кВ, и действует на сигнал. Для контроля перегрузки трехобмоточного трансформатора необходимо отслеживать ток в одной обмотке, как правило обмотку высокого напряжения. Для удобства пользования в устройстве «Сириус-ТЗ» можно вводить контроль токов как во всех обмотках.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть токи не приводятся к стороне высшего напряжения.

Согласно [27] уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{\text{ПЕР}} \geq \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_B} \cdot I_{\text{В.ном}}, \quad (87)$$

где $k_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;

k_B - коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-ТЗ»
равен

0,92, согласно [26];

$I_{\text{В.ном}}$ - номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, в соответствии с [25] рекомендует определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН, СН и НН взяты из таблицы 49. Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{\text{ПЕР.ВН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,1 = 4,7 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ПЕР.СН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 3,3 = 3,8 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ПЕР.НН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,9 = 5,592 \text{ А.}$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит по формуле.

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени « $T_{\text{ПЕРЕГР}}$ » в устройстве «Сириус-ТЗ».

8.8 Газовая защита трансформатора

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформаторов от внутренних повреждений, например, межвидковые замыкания обмото. Дифференциальная защита среагирует только при замыкании большого числа витков, а МТЗ и отсечка не среагируют и не отработают совсем.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это основа промышленности всего мирового хозяйства. Энергетические объекты по степеням влияний на окружающую среду принадлежащих к числу наиболее интенсивно воздействуют на биосферу. Основными тенденциями и темпами развития энергетики настоящее время в большей степени определяют уровнями надежности и безопасности, в том числе экологической, электростанций разного типа, а также защитой от возникновения чрезвычайных ситуаций. В виду этого, для данного проекта будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность работ при монтаже и ремонте воздушной линии 110 кВ;
- экологичность, связанная с защитой от загрязнений трансформаторным маслом;
- возникновение чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться в процессе эксплуатации электрооборудования.

9.1 Безопасность

Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [27]:

- 1) вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;
- 2) Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу

не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

3) Отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

При выполнении работ в электроустановках работники должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. При монтаже так же должны осуществляться нижеуказанные требования:

1) профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

2) проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

3) электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

4) работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

Безопасность при монтаже и ремонте

Работа на опоре воздушной линии относят к особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [27]:

1) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор

2) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

3) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;

4) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту [27].

Работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту. Наиболее производительной и более безопасной способ подъема рабочих для выполнения работы на высоте является подъем с помощью специального подъемного устройства, автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Все работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным, поэтому при обеспечении безопасности работающих на опорах, гирляндах, проводах и грозозащитных тросах необходимо строго выполнять правила техники безопасности [27].

Подвеска проводов и тросов на участках пересечений должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующей ВЛ.

Производство монтажных работ на высоте в открытых местах при силе ветра 6 баллов и более (скорость ветра 9,9 – 12,4 м/с) запрещается.

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 также не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры.

Безопасность при эксплуатации трансформатора

Осмотр силовых трансформаторов должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями [27].

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.

Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородосодержанием воздуха в баке не менее 20% [27].

Работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из которых - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом от ляточного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом.

9.2 Экологичность

Силовой трансформатор является характерным источником шума на территории населенных мест. В зависимости от типовой мощности и класса напряжения в трансформаторах применяют различные системы охлаждения:

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

На ПС «Надеждинская» приняты к установке 2 трансформатора марки ТДТН-25000/110/35. Такой трансформатор имеет систему охлаждения типа Д

(принудительная циркуляция воздуха и естественной масла). Для трансформаторов с таким типом охлаждения характерны электромагнитный и аэродинамический шумы.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

- 1) магнитострикционный эффект;
- 2) силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
- 3) силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

Сердечником трансформатора создается магнитострикционный шум. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней. У больших трансформаторов звуковая вибрация через масло в баке по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем.

Из-за движения потока воздуха создается аэродинамический шум, который возникает при системе механической вентиляции. Вызванный циркуляцией воздуха, спектр аэродинамического шума, непрерывный вследствие случайных распределений многих завихрений, следующих по поверхности вращения. Этому шуму характерен физиологический эффект для уха, который выражается в виде визга с наложением высокого тона. Снизить аэродинамический шум можно путем подбора малошумных вентиляторов, а также установкой звукопоглотителей.

Как правило, суммарный уровень шума определяется при помощи электромагнитной составляющей, при учете, что в любом случае она ощутима в диапазоне частот около 800 Гц, то есть в этом диапазоне уровень шума значи-

тельно выше, чем на более высоких частотах. Тональные составляющие ощущаются в шуме трансформатора, их частота соответствует увеличенной в два раза частоте сети (при их частоте сети 50 Гц частота тотальной составляющей равно 100 Гц), и их кратные друг другу гармоники, что воспринимается человеческим ухом как низкое гудение.

Необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, для того чтобы проверить соблюдаются ли нормы, на которой есть санитарно-гигиенические требования по шуму. Исходные данные приведены в таблице 50.

Таблица 50 - Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д)	25	110	Территории, непосредственно прилегающие к домам отдыха, жилым домам

1. По таблице 3 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. Для этого необходимо учесть, что для определенных территорий допустимые уровни обозначают с учетом времени суток. В расчетах принимаем самые строгие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

45 дБА - это допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам, что составляет:

2. Что бы определить шумовые характеристики источника шума воспользуемся ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В выше указанном стандарте даны скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от

типовой мощности, вида системы охлаждения и класса напряжения. В качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора приняты скорректированные уровни звуковой мощности.

Для трансформатора с естественной циркуляцией масла и воздуха (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{НОМ}} = 25$ МВА, $U_{\text{НОМ}} = 110$ кВ):

$$L_{PA} = 89 \text{ дБА.}$$

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

Распределительное устройство ПС «Надеждинская» открытого исполнения.

Источник шума имеет показатель направленности, который равен 1, что можно принять для трансформатора (Tr), и его скорректированный уровень звуковой мощности равный L_{PA} , то в любом положении полусферы радиусом R уровень шума, который исходит из источника будет равняться L_A (см. рисунок 10).

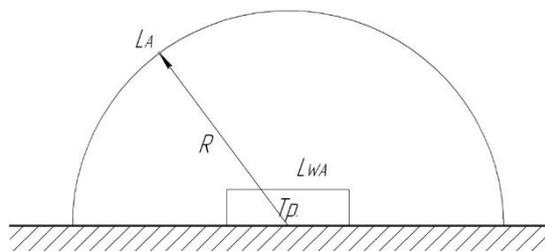


Рисунок 10 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (88)$$

где S – площадь поверхности полусферы, м^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2$$

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

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (89)$$

где $S = \pi R^2$.

На ПС расположены 2 трансформатора, и подстанция расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 11. Расстояния R_1 , R_2 и l известны – $R_1 = 41,9$ м, $R_2 = 36,6$ м и $l = 13$ м.

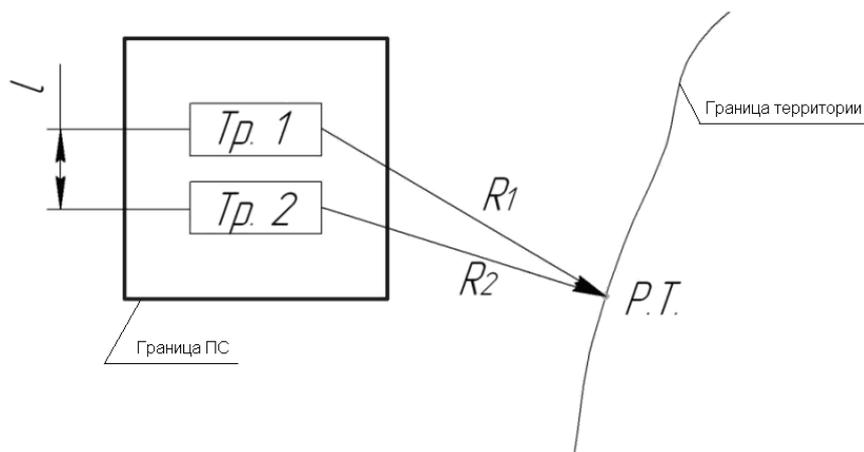


Рисунок 11 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Уровень шума, создаваемый каждым из трансформаторов, определяем по формулам:

$$L_{A1} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R_1^2}{S_0} \quad (90)$$

$$L_{A2} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R_2^2}{S_0} \quad (91)$$

$$L_{A1} = 89 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 41,9^2}{1} = 48,6$$

$$L_{A2} = 89 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 36,6^2}{1} = 49,8$$

Суммарный уровень шума в расчетной точке определяется по формуле:

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg \sum 10^{0,1 \cdot L_{A_i}} \quad (92)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg (10^{0,1 \cdot 48,6} + 10^{0,1 \cdot 49,8}) = 52,3$$

Соответствие создаваемого трансформаторами уровня шума санитарно-гигиеническим требованиям будет выполняться в случае соблюдения неравенства:

$$L_{A\Sigma} \leq ДУ_{L_A} \quad (93)$$

где $ДУ_{L_A}$ – допустимый уровень шума

$$52,3 > 45$$

Шум, создаваемый трансформаторами, превышает норму в 45 дБА. Необходимо принять меры по снижению уровня шума.

Необходимо экранировать источника шума. Принцип действия экранов основан на отражении, поглощении или рассеивание падающих на них звуковых волн.

В качестве экранов можно использовать:

- искусственные экраны (зеленые насаждения, железобетонные и металлические экраны и т.п.)
- естественные экраны (насыпи, рельеф местности и т.п.)

Эффективность экранов зависит от размеров, материала, из которого они изготавливаются и частотного спектра шума, на пути которого они устанавливаются.

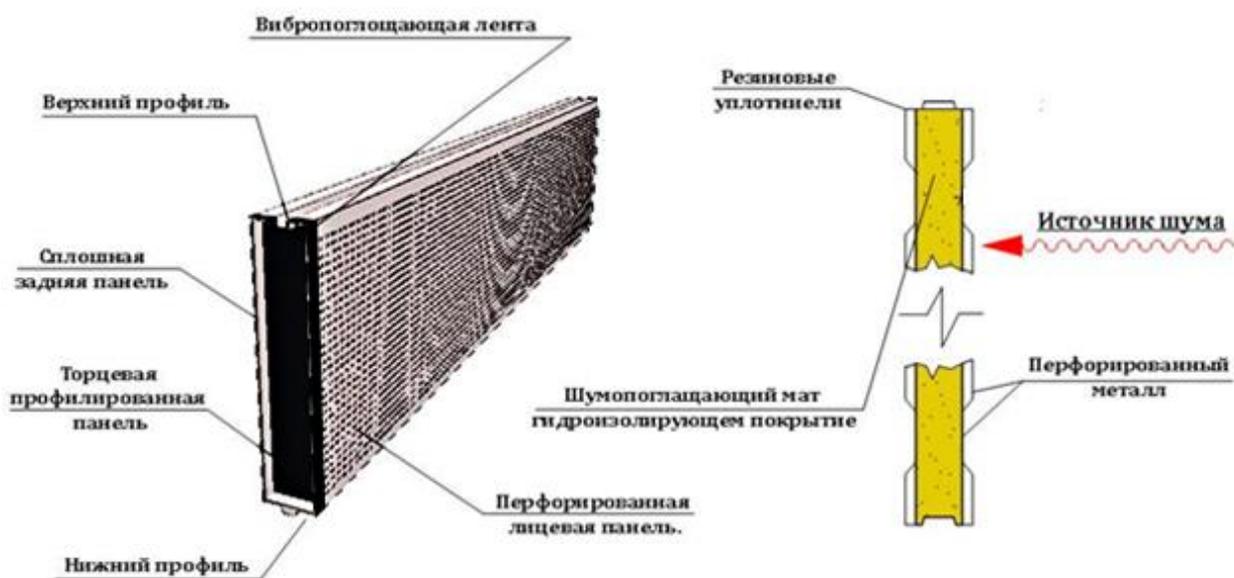


Рисунок 12 – Общий вид шумопоглощающей панели

Экраны могут быть в плане плоскими и П-, Г- и О-образной формы. Если экран окружает источник шума с трех сторон, он превращается в выгородку, эффективность которой приближается к эффективности бесконечного экраны. Размеры акустического экрана следует выбирать исходя из конкретных условий его применения и требуемой эффективности.

Так же можно проработать такое расположение здание самой ПС, чтобы оно само играло роль экрана, в данном случае, необходимо учитывать, что в

самом здании должны соблюдаться нормы по шуму, т.е. использовать звуко-изолирующие материалы при возведении стен и более толстые стекла для окон

9.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайной ситуацией называют обстановку, которая складывается на определенной территории или акватории в результате катастрофы, опасного природного явления, аварии, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Пожар так же относят к чрезвычайной ситуации. Безопасности людей предусматривает пожарная безопасность, а также обеспечение и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, являются основными системами пожарной безопасности, включая организационно-технические мероприятия.

Комплекс организационных мероприятий и технических средств составляет систему предотвращения пожара, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара создается: устранением образования горючей среды; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Комплекс организационных и технических средств представляет собой систему противопожарной защиты, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Защита от пожара обеспечивается [28]:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и;
- применением средств пожаротушения;
- горючестью предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре.

Противопожарным преградам и разрывам принадлежит важное значение в обеспечении пожарной безопасности. Для ограничения распространения пожара внутри здания предназначены противопожарные преграды. К ним относятся противопожарные двери, стены и перекрытия.

Для предотвращения распространения пожара необходимы [28]:

- устройства противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установления предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройства аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применение средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применение огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применение разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы разработаны несколько вариантов реконструкции сетей на рассматриваемом участке. При разработке вариантов учитывались основные требования параметров надёжности электроснабжения и качества энергии.

Определён наиболее экономически целесообразный вариант строительства воздушной линии 110 кВ Западная-Надеждинская.

Произведён расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания для выбора электрооборудования высокого напряжения, а также подобраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети.

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ. Осуществлена настройка параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.

2 Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Минэнерго СССР, 1978. – 40 с.

3 Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств 6-750 кВ подстанций и указания по их применению. – М.: Энергосетьпроект, 1993 г. – 58 с.

4 Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: Приказ Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008.

5 Приказ Минэнерго РФ от 28.02.2019 N 174 "Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы" (28 февраля 2019 г.)

6 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.

7 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 592 с.

8 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и др. М.: Энергоатомиздат, 1988. – 385 с.

9 Ставка рефинансирования Центрального банка Российской Федерации. [Электронный ресурс]. - Режим доступа : http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm. - 20.04.19.

10 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.

11 С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: учеб. пособие: рек. ДВ УМЦ/ 2008. – 54 с.

12 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электро-энергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.

13 Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 647 с.

14 Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.: Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

15 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие для Вузов/А.А. Федоров, Л.Е. Старкова - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

16 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.

17 Попов, Е.Н. Механическая часть воздушных линий электропередач: учебное пособие для Вузов/А.А. Федоров, Л.Е. Старкова - М.: Энергоатомиздат, 1999. – 44 с.

18 Гуревич, Ю.Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 192 с.

19 Жданов, П.С. Вопросы надёжности и устойчивости электрических систем / П.С. Жданов. – М.: Энергия, 2006. – 456 с.

20 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.

21 Беркович М.А. и др. Основы техники релейной защиты. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 376 с.

22 Плащанский Л.А. Основы электроснабжения. Раздел «Релейная защита электроустановок»: Учебное пособие. – М.: Изд-во Московского гос.горного ун-та, 2003. – 141 с.

23 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 555 с.

24 Шестаков, Д.Н. Расчет максимальной токовой защиты и токовых отсечек линий 6, 10, 35 кВ. – Курган: Изд-во Курганского гос. ун-та, 2007. -31 с.

25 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.

26 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-Т3», ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2004. – 11 с.

27 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

28 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.2002

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт оптимальных схем электрической сети в ПВК MathCad 15

Исходные данные

$$L_{\text{Запад_Надежд}} := 12.27 \quad \alpha_i := 1.05$$

$$L_{\text{Давыд_Надежд}} := 5.785 \quad \alpha_t := 1$$

$$P_{\text{max_Надежд}} := 19.61 \quad Q_{\text{max_Надежд}} := 7.84$$

$$P_{\text{ср_Надежд}} := 16.34 \quad Q_{\text{ср_Надежд}} := 6.54$$

$$P_{\text{max_Шмид}} := 3.7 \quad Q_{\text{max_Шмид}} := 1.48$$

$$P_{\text{ср_Шмид}} := 3.08 \quad Q_{\text{ср_Шмид}} := 1.23$$

$$P_{\text{max_Соловей}} := 7.14 \quad Q_{\text{max_Соловей}} := 2.86$$

$$P_{\text{ср_Соловей}} := 5.95 \quad Q_{\text{ср_Соловей}} := 2.38$$

$$P_{\text{max_Надежд}\Sigma} := P_{\text{max_Надежд}} + P_{\text{max_Шмид}} + P_{\text{max_Соловей}} = 30.45$$

$$P_{\text{ср_Надежд}\Sigma} := P_{\text{ср_Надежд}} + P_{\text{ср_Шмид}} + P_{\text{ср_Соловей}} = 25.37$$

$$Q_{\text{max_Надежд}\Sigma} := Q_{\text{max_Надежд}} + Q_{\text{max_Шмид}} + Q_{\text{max_Соловей}} = 12.18$$

$$Q_{\text{ср_Надежд}\Sigma} := Q_{\text{ср_Надежд}} + Q_{\text{ср_Шмид}} + Q_{\text{ср_Соловей}} = 10.15$$

Расчет потоков мощностей

Вариант А

$$P_{\text{Запад_НадеждА}} := \frac{P_{\text{max_Надежд}\Sigma} \cdot L_{\text{Давыд_Надежд}}}{L_{\text{Запад_Надежд}} + L_{\text{Давыд_Надежд}}} = 9.756$$

$$P_{\text{Давыд_НадеждА}} := \frac{P_{\text{max_Надежд}\Sigma} \cdot L_{\text{Запад_Надежд}}}{L_{\text{Запад_Надежд}} + L_{\text{Давыд_Надежд}}} = 20.694$$

$$Q_{\text{Запад_НадеждА}} := \frac{Q_{\text{max_Надежд}\Sigma} \cdot L_{\text{Давыд_Надежд}}}{L_{\text{Запад_Надежд}} + L_{\text{Давыд_Надежд}}} = 3.903$$

$$Q_{\text{Давыд_НадеждА}} := \frac{Q_{\text{max_Надежд}\Sigma} \cdot L_{\text{Запад_Надежд}}}{L_{\text{Запад_Надежд}} + L_{\text{Давыд_Надежд}}} = 8.277$$

Вариант Б

$$P_{\text{Запад_НадеждБ}} := P_{\text{max_Надежд}\Sigma} = 30.45$$

$$Q_{\text{Запад_НадеждБ}} := Q_{\text{max_Надежд}\Sigma} = 12.18$$

Расчет рационального напряжения

Вариант А

$$U_{\text{рац.Запад_НадеждА}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{Запад_Надежд}}} + \frac{2500}{P_{\text{Запад_НадеждА}}}}} = 58.027$$

$$U_{\text{рац.Давыд_НадеждА}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{Давыд_Надежд}}} + \frac{2500}{P_{\text{Давыд_НадеждА}}}}} = 69.464$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчёт оптимальных схем электрической сети в ПВК MathCad 15

Вариант Б

$$U_{\text{рас.Запад_НадеждБ}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{Запад_Надежд}}}} + \frac{2500}{\frac{1}{2} \cdot P_{\text{Запад_НадеждБ}}}} = 69.851$$

Расчет сечения проводов ВЛ

Вариант А

$$I_{\text{maxЗапад_НадеждА}} := \frac{\sqrt{P_{\text{Запад_НадеждА}}^2 + Q_{\text{Запад_НадеждА}}^2}}{110 \cdot \sqrt{3}} = 0.055$$

$$I_{\text{расЗапад_НадеждА}} := I_{\text{maxЗапад_НадеждА}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 0.058$$

Выберем АС-185/19

$$I_{\text{ПАЗапад_НадеждА}} := \frac{\sqrt{P_{\text{max_Надежд}\Sigma}^2 + Q_{\text{max_Надежд}\Sigma}^2}}{110 \cdot \sqrt{3}} = 0.172$$

$$I_{\text{maxДавыд_НадеждА}} := \frac{\sqrt{P_{\text{Давыд_НадеждА}}^2 + Q_{\text{Давыд_НадеждА}}^2}}{110 \cdot \sqrt{3}} = 0.117$$

$$I_{\text{расДавыд_НадеждА}} := I_{\text{maxДавыд_НадеждА}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 0.123$$

Выберем АС-185/19

$$I_{\text{ПАДавыд_НадеждА}} := \frac{\sqrt{P_{\text{max_Надежд}\Sigma}^2 + Q_{\text{max_Надежд}\Sigma}^2}}{110 \cdot \sqrt{3}} = 0.172$$

Вариант Б

$$I_{\text{maxЗапад_НадеждБ}} := \frac{\sqrt{P_{\text{Запад_НадеждБ}}^2 + Q_{\text{Запад_НадеждБ}}^2}}{2 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} = 0.086$$

$$I_{\text{расЗапад_НадеждБ}} := I_{\text{maxЗапад_НадеждБ}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 0.09$$

Выберем АС-185/19

$$I_{\text{ПАЗапад_НадеждБ}} := I_{\text{расЗапад_НадеждБ}} \cdot 2 = 0.181$$

Выбор силовых трансформаторов

$$S_{\text{расчет}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ср_Надежд}\Sigma}^2 + Q_{\text{max_Надежд}\Sigma}^2}}{2 \cdot 0.7} = 20.102$$

Выберем ТДТН-25000/110/35

$$K_{\text{Н}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ср_Надежд}\Sigma}^2 + Q_{\text{max_Надежд}\Sigma}^2}}{2 \cdot 25} = 0.563$$

$$K_{\text{ПА}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ср_Надежд}\Sigma}^2 + Q_{\text{max_Надежд}\Sigma}^2}}{1 \cdot 25} = 1.126$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

Исходные данные

$$L_{\text{Запад_Надежд}} := 12.27 \quad \alpha_i := 1.05$$

$$L_{\text{Давыд_Надежд}} := 5.785 \quad \alpha_t := 1 \quad L_{\Sigma A} := L_{\text{Запад_Надежд}} + L_{\text{Давыд_Надежд}} = 18.055$$

$$P_{\text{max_Надежд}} := 19.61 \quad Q_{\text{max_Надежд}} := 7.84$$

$$P_{\text{ср_Надежд}} := 16.34 \quad Q_{\text{ср_Надежд}} := 6.54$$

$$P_{\text{max_Шмид}} := 3.7 \quad Q_{\text{max_Шмид}} := 1.48$$

$$P_{\text{ср_Шмид}} := 3.08 \quad Q_{\text{ср_Шмид}} := 1.23$$

$$P_{\text{max_Соловей}} := 7.14 \quad Q_{\text{max_Соловей}} := 2.86$$

$$P_{\text{ср_Соловей}} := 5.95 \quad Q_{\text{ср_Соловей}} := 2.38$$

$$P_{\text{max_Надежд}\Sigma} := P_{\text{max_Надежд}} + P_{\text{max_Шмид}} + P_{\text{max_Соловей}} = 30.45$$

$$P_{\text{ср_Надежд}\Sigma} := P_{\text{ср_Надежд}} + P_{\text{ср_Шмид}} + P_{\text{ср_Соловей}} = 25.37$$

$$Q_{\text{max_Надежд}\Sigma} := Q_{\text{max_Надежд}} + Q_{\text{max_Шмид}} + Q_{\text{max_Соловей}} = 12.18$$

$$Q_{\text{ср_Надежд}\Sigma} := Q_{\text{ср_Надежд}} + Q_{\text{ср_Шмид}} + Q_{\text{ср_Соловей}} = 10.15$$

$$K_{\Pi} := 9.5 \quad \text{переводной коэффициент}$$

$$K_3 := 1.4 \quad \text{зональный коэффициент}$$

$$C_3 := 7 \quad \text{руб за 1 м}^2 \text{ цена земли}$$

$$P_{3_H.A} := 9.756$$

$$P_{D_H.A} := 20.694$$

$$Q_{3_H.A} := 3.903$$

$$Q_{D_H.A} := 8.277$$

Расчет капиталовложений для варианта А

Капиталовложения на ПС

$$K_{\text{ОТ.З.ПС.А}} := 15 \cdot C_3 = 105 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ПС.А}} := (K_{\text{ОТ.З.ПС.А}} + 11000 + 3 \cdot 4150 + 2 \cdot 8200) \cdot K_{\Pi} \cdot K_3 = 5.314 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на ЛЭП

$$K_{\text{ЛЭП.А}} := 1100 \cdot L_{\Sigma A} = 1.986 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ОТ.З.ЛЭП.А}} := [(70 \cdot L_{\Sigma A}) \cdot C_3] \cdot 10^{-3} + 95 \cdot L_{\Sigma A} = 1.724 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{Л.А}} := (K_{\text{ОТ.З.ЛЭП.А}} + K_{\text{ЛЭП.А}}) \cdot K_{\Pi} \cdot K_3 = 2.871 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Sigma K_A := K_{\text{ПС.А}} + K_{\text{Л.А}} = 8.185 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчет капиталовложений для варианта Б

Капиталовложения на ПС

$$K_{\text{ОТ.З.ПС.Б}} := 15 \cdot C_3 = 105 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ПС.Б}} := (K_{\text{ОТ.З.ПС.Б}} + 11000 + 2 \cdot 4150 + 2 \cdot 8200) \cdot K_{\Pi} \cdot K_3 = 4.762 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на ЛЭП

$$K_{\text{ЛЭП.Б}} := 1600 \cdot L_{\text{Запад_Надежд}} = 1.963 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ОТ.З.ЛЭП.Б}} := [(70 \cdot L_{\text{Запад_Надежд}}) \cdot C_3] \cdot 10^{-3} + 95 \cdot L_{\text{Запад_Надежд}} = 1.172 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

$$K_{Л.Б} := (K_{ОТ.З.ЛЭП.Б} + K_{ЛЭП.Б}) \cdot K_{П} \cdot K_{З} = 2.767 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$\Sigma K_{Б} := K_{ПС.Б} + K_{Л.Б} = 7.529 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$T_{СС} := 20 \text{ Срок службы оборудования}$$

$$d_{н.овл} := 0.008 \text{ Коэффициент нормативных отчислений на ЛЭП}$$

$$\alpha_{н.о.пс110} := 0.059 \text{ Коэффициент нормативных отчислений на ПС}$$

$$C_{\Delta W} := 2 \text{ руб/кВт*ч}$$

Расчет издержек для варианта А

$$I_{а.А} := \frac{\Sigma K_{А}}{T_{СС}} = 4.092 \times 10^4$$

$$I_{э.рА} := K_{Л.А} \cdot d_{н.овл} + \alpha_{н.о.пс110} \cdot K_{ПС.А} = 3.365 \times 10^4$$

$$\Delta W_{ТР} := \frac{34^2 + 13.54^2}{2 \cdot 110^2} \cdot \frac{140 \cdot 115^2}{25^2 \cdot 10^3} \cdot 5000 + 2 \cdot 28.5 \cdot 8760 = 5.001 \times 10^5$$

$$\Delta W_{Л.Д.Н.А} := \frac{P_{Д.Н.А}^2 + Q_{Д.Н.А}^2}{110^2} \cdot 0.867 \cdot 5000 = 177.968$$

$$\Delta W_{Л.З.Н.А} := \frac{P_{З.Н.А}^2 + Q_{З.Н.А}^2}{110^2} \cdot 1.988 \cdot 5000 = 90.703$$

$$\Delta W_{Л.А} := \Delta W_{Л.Д.Н.А} + \Delta W_{Л.З.Н.А} = 268.671$$

$$\Delta W_{А} := \Delta W_{ТР} + \Delta W_{Л.А} = 5.004 \times 10^5$$

$$I_{\Delta W.А} := \Delta W_{А} \cdot C_{\Delta W} \cdot 10^{-3} = 1.001 \times 10^3$$

$$I_{А} := I_{\Delta W.А} + I_{а.А} + I_{э.рА} = 7.557 \times 10^4$$

Расчет издержек для варианта Б

$$I_{а.Б} := \frac{\Sigma K_{Б}}{T_{СС}} = 3.764 \times 10^4$$

$$I_{э.рБ} := K_{Л.Б} \cdot d_{н.овл} + \alpha_{н.о.пс110} \cdot K_{ПС.Б} = 3.031 \times 10^4$$

$$\Delta W_{Л.Б} := \frac{P_{\max_Надежд\Sigma}^2 + Q_{\max_Надежд\Sigma}^2}{110^2} \cdot 1.988 \cdot 5000 = 883.555$$

$$\Delta W_{Б} := \Delta W_{ТР} + \Delta W_{Л.Б} = 5.01 \times 10^5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Технико-экономический расчёт в ПВК MathCad 15

$$I_{\Delta W, B} := \Delta W_B \cdot C_{\Delta W} \cdot 10^{-3} = 1.002 \times 10^3$$

$$I_B := I_{\Delta W, B} + I_{a, B} + I_{э, рБ} = 6.896 \times 10^4$$

Расчет затрат для варианта А

$$Z_A := I_A + 0.14 \cdot \Sigma K_A = 1.902 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Расчет затрат для варианта Б

$$Z_B := I_B + 0.14 \cdot \Sigma K_B = 1.744 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчёт параметров для моделирования в ПВК RastrWin3 в ПВК MathCad 15

Исходные данные

АС-300

$$r_{0_AC300} := 0.0975 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0_AC300} := 0.4 \text{ Ом/км}$$

АС-185

$$r_{0_AC185.35} := 0.162 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0_AC185.35} := 0.4 \text{ Ом/км}$$

АС-120

$$r_{0_AC120.35} := 0.249 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0_AC120.35} := 0.414 \text{ Ом/км}$$

АС-120

$$r_{0_AC120} := 0.249 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0_AC120} := 0.427 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0_AC120} := 2.66 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

АССС-150

$$r_{0_ACCC150} := 0.182 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0_ACCC150} := 0.4 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0_ACCC150} := 2.7 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

М-95

$$r_{0_M95} := 0.194 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0_M95} := 0.419 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0_M95} := 2.71 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

АСКП-120

$$r_{0_АСКП120} := 0.244 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0_АСКП120} := 0.42 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0_АСКП120} := 2.6 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

АС-185

$$r_{0_AC185} := 0.162 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0_AC185} := 0.413 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0_AC185} := 2.75 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

М-70

$$r_{0_M70.35} := 0.272 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0_M70.35} := 0.41 \text{ Ом/км}$$

АС-70

$$r_{0_AC70.35} := 0.428 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0_AC70.35} := 0.432 \text{ Ом/км}$$

ПВП2Г-185

$$r_{0_ПВП2Г185} := 0.0991 \text{ Ом/км}$$

М-70

$$r_{0_M70} := 0.249 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0_M70} := 0.427 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0_M70} := 2.66 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

АС-95

$$r_{0_AC95} := 0.306 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0_AC95} := 0.434 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0_AC95} := 2.61 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

АС-240

$$r_{0_AC240} := 0.12 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0_AC240} := 0.405 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0_AC240} := 2.81 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

АС-150

$$r_{0_AC150} := 0.198 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0_AC150} := 0.42 \text{ Ом/км}$$

$$b_{0_AC150} := 2.7 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчёт параметров для моделирования в ПВК RastrWin3 в ПВК MathCad 15

Расчёт параметров схемы замещения

Линии 35 кВ

$$R_{\text{НАДЕЖД_СОЛО}} := r_{0_AC70.35} \cdot 10 = 4.28 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{НАДЕЖД_СОЛО}} := x_{0_AC70.35} \cdot 10 = 4.32 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{НАДЕЖД_ШМИД}} := r_{0_AC70.35} \cdot 12.2 = 5.222 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{НАДЕЖД_ШМИД}} := x_{0_AC70.35} \cdot 12.2 = 5.27 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{ДАВЫД_ШМИД}} := r_{0_AC120.35} \cdot 18.2 = 4.532 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ДАВЫД_ШМИД}} := x_{0_AC120.35} \cdot 18.2 = 7.535 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{ДАВЫД_ТАВР}} := r_{0_AC120.35} \cdot 5.3 = 1.32 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ДАВЫД_ТАВР}} := x_{0_AC120.35} \cdot 5.3 = 2.194 \text{ Ом}$$

Линии 110 кВ

$$R_{\text{АТЭЦ_ШАХ7}} := r_{0_ACCC150} \cdot 14.4 = 2.621 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{АТЭЦ_ШАХ7}} := x_{0_ACCC150} \cdot 14.4 = 5.76 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{АТЭЦ_ШАХ7}} := b_{0_ACCC150} \cdot 14.4 = 3.888 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{\text{ЗАПАД_ШАХ7}} := r_{0_M70} \cdot 6 = 1.494 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ЗАПАД_ШАХ7}} := x_{0_M70} \cdot 6 = 2.562 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{ЗАПАД_ШАХ7}} := b_{0_M70} \cdot 6 = 1.596 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{\text{АТЭЦ_ЗАПАД}} := r_{0_AC150} \cdot 35 = 6.93 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{АТЭЦ_ЗАПАД}} := x_{0_AC150} \cdot 35 = 14.7 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{АТЭЦ_ЗАПАД}} := b_{0_AC150} \cdot 35 = 9.45 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{\text{ЗАПАД_КАЗАР}} := r_{0_АСКП120} \cdot 6.45 = 1.574 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ЗАПАД_КАЗАР}} := x_{0_АСКП120} \cdot 6.45 = 2.709 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{ЗАПАД_КАЗАР}} := b_{0_АСКП120} \cdot 6.45 = 1.677 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{\text{КАЗАР_ДЕФ}} := r_{0_АСКП120} \cdot 11.1 = 2.708 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{КАЗАР_ДЕФ}} := x_{0_АСКП120} \cdot 11.1 = 4.662 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{КАЗАР_ДЕФ}} := b_{0_АСКП120} \cdot 11.1 = 2.886 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{27_ДЕФ} := r_{0_АСКП120} \cdot 11.1 = 2.708 \text{ Ом}$$

$$X_{27_ДЕФ} := x_{0_АСКП120} \cdot 11.1 = 4.662 \text{ Ом}$$

$$B_{27_ДЕФ} := b_{0_АСКП120} \cdot 11.1 = 2.886 \times 10^{-5} \text{ См}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт параметров для моделирования в ПВК RastrWin3 в ПВК MathCad 15

$$R_{\text{КАЗАР}_27} := r_{0_ПвП2Г185} \cdot 0.13 = 0.013 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{ЗАПАД_НАДЕЖД}} := r_{0_АС185} \cdot 12.27 = 1.988 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ЗАПАД_НАДЕЖД}} := x_{0_АС185} \cdot 12.27 = 5.068 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{ЗАПАД_НАДЕЖД}} := b_{0_АС185} \cdot 12.27 = 3.374 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{\text{ЗАПАД}_9} := r_{0_АС120} \cdot 3.36 = 0.837 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ЗАПАД}_9} := x_{0_АС120} \cdot 3.36 = 1.435 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{ЗАПАД}_9} := b_{0_АС120} \cdot 3.36 = 8.938 \times 10^{-6} \text{ См}$$

$$R_{9_10} := r_{0_М70} \cdot 14.96 = 3.725 \text{ Ом}$$

$$X_{9_10} := x_{0_М70} \cdot 14.96 = 6.388 \text{ Ом}$$

$$B_{9_10} := b_{0_М70} \cdot 14.96 = 3.979 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{\text{ДАВЫД}_10} := r_{0_АС120} \cdot 1.13 = 0.281 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ДАВЫД}_10} := x_{0_АС120} \cdot 1.13 = 0.483 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{ДАВЫД}_10} := b_{0_АС120} \cdot 1.13 = 3.006 \times 10^{-6} \text{ См}$$

$$R_{\text{ДАВЫД_ПУШК}} := r_{0_АС150} \cdot 31.66 = 6.269 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ДАВЫД_ПУШК}} := x_{0_АС150} \cdot 31.66 = 13.297 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{ДАВЫД_ПУШК}} := b_{0_АС150} \cdot 31.66 = 8.548 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{\text{ЗАПАД}_12} := r_{0_АС120} \cdot 20.1 = 5.005 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ЗАПАД}_12} := x_{0_АС120} \cdot 20.1 = 8.583 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{ЗАПАД}_12} := b_{0_АС120} \cdot 20.1 = 5.347 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{12_КИП} := r_{0_АС120} \cdot 0.035 = 8.715 \times 10^{-3} \text{ Ом}$$

$$X_{12_КИП} := x_{0_АС120} \cdot 0.035 = 0.015 \text{ Ом}$$

$$B_{12_КИП} := b_{0_АС120} \cdot 0.035 = 9.31 \times 10^{-8} \text{ См}$$

$$R_{12_РАЗ1} := r_{0_АС120} \cdot 9.1 = 2.266 \text{ Ом}$$

$$X_{12_РАЗ1} := x_{0_АС120} \cdot 9.1 = 3.886 \text{ Ом}$$

$$B_{12_РАЗ1} := b_{0_АС120} \cdot 9.1 = 2.421 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{\text{РАЗ1_РАЗ2}} := r_{0_АС120} \cdot 0.8 = 0.199 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{РАЗ1_РАЗ2}} := x_{0_АС120} \cdot 0.8 = 0.342 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{РАЗ1_РАЗ2}} := b_{0_АС120} \cdot 0.8 = 2.128 \times 10^{-6} \text{ См}$$

$$R_{\text{РАЗ2_ТЕРЕХ}} := r_{0_АС120} \cdot 19.6 = 4.88 \text{ Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт параметров для моделирования в ПВК RastrWin3 в ПВК MathCad

15

$$X_{РА32_ТЕРЕХ} := x_{0_АС120} \cdot 19.6 = 8.369 \text{ Ом}$$

$$B_{РА32_ТЕРЕХ} := b_{0_АС120} \cdot 19.6 = 5.214 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{ТЕРЕХ_УССУР1} := r_{0_АС120} \cdot 19.1 = 4.756 \text{ Ом}$$

$$X_{ТЕРЕХ_УССУР1} := x_{0_АС120} \cdot 19.1 = 8.156 \text{ Ом}$$

$$B_{ТЕРЕХ_УССУР1} := b_{0_АС120} \cdot 19.1 = 5.081 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{УССУР1_УКФ} := r_{0_АС240} \cdot 7.62 = 0.914 \text{ Ом}$$

$$X_{УССУР1_УКФ} := x_{0_АС240} \cdot 7.62 = 3.086 \text{ Ом}$$

$$B_{УССУР1_УКФ} := b_{0_АС240} \cdot 7.62 = 2.141 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{УКФ_МЕЖДУ} := r_{0_АС240} \cdot 5.59 = 0.671 \text{ Ом}$$

$$X_{УКФ_МЕЖДУ} := x_{0_АС240} \cdot 5.59 = 2.264 \text{ Ом}$$

$$B_{УКФ_МЕЖДУ} := b_{0_АС240} \cdot 5.59 = 1.571 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{УССУР2_МЕЖДУ} := r_{0_АС240} \cdot 10.93 = 1.312 \text{ Ом}$$

$$X_{УССУР2_МЕЖДУ} := x_{0_АС240} \cdot 10.93 = 4.427 \text{ Ом}$$

$$B_{УССУР2_МЕЖДУ} := b_{0_АС240} \cdot 10.93 = 3.071 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{УССУР2_УССУР.ТЯГ} := r_{0_АС95} \cdot 15.5 = 4.743 \text{ Ом}$$

$$X_{УССУР2_УССУР.ТЯГ} := x_{0_АС95} \cdot 15.5 = 6.727 \text{ Ом}$$

$$B_{УССУР2_УССУР.ТЯГ} := b_{0_АС95} \cdot 15.5 = 4.045 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{УССУР.ТЯГ_23} := r_{0_АС95} \cdot 1.2 = 0.367 \text{ Ом}$$

$$X_{УССУР.ТЯГ_23} := x_{0_АС95} \cdot 1.2 = 0.521 \text{ Ом}$$

$$B_{УССУР.ТЯГ_23} := b_{0_АС95} \cdot 1.2 = 3.132 \times 10^{-6} \text{ См}$$

$$R_{23_НАДЕЖД.ТЯГ} := r_{0_АС150} \cdot 46.1 = 9.128 \text{ Ом}$$

$$X_{23_НАДЕЖД.ТЯГ} := x_{0_АС150} \cdot 46.1 = 19.362 \text{ Ом}$$

$$B_{23_НАДЕЖД.ТЯГ} := b_{0_АС150} \cdot 46.1 = 1.245 \times 10^{-4} \text{ См}$$

$$R_{ЗАПАД_НАДЕЖД.ТЯГ} := r_{0_АС150} \cdot 16.4 = 3.247 \text{ Ом}$$

$$X_{ЗАПАД_НАДЕЖД.ТЯГ} := x_{0_АС150} \cdot 16.4 = 6.888 \text{ Ом}$$

$$B_{ЗАПАД_НАДЕЖД.ТЯГ} := b_{0_АС150} \cdot 16.4 = 4.428 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{АТЭЦ_19} := r_{0_М95} \cdot 31.6 = 6.13 \text{ Ом}$$

$$X_{АТЭЦ_19} := x_{0_М95} \cdot 31.6 = 13.24 \text{ Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт параметров для моделирования в ПВК RastrWin3 в ПВК MathCad 15

$$B_{ATЭЦ_19} := b_{0_M95} \cdot 31.6 = 8.564 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{УССУР1_18} := r_{0_AC240} \cdot 13.83 = 1.66 \text{ Ом}$$

$$X_{УССУР1_18} := x_{0_AC240} \cdot 13.83 = 5.601 \text{ Ом}$$

$$B_{УССУР1_18} := b_{0_AC240} \cdot 13.83 = 3.886 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{18_19} := r_{0_AC185} \cdot 13.87 = 2.247 \text{ Ом}$$

$$X_{18_19} := x_{0_AC185} \cdot 13.87 = 5.728 \text{ Ом}$$

$$B_{18_19} := b_{0_AC185} \cdot 13.87 = 3.814 \times 10^{-5} \text{ См}$$

$$R_{ПУШК_РА31} := r_{0_AC150} \cdot 9.225 = 1.827 \text{ Ом}$$

$$X_{ПУШК_РА31} := x_{0_AC150} \cdot 9.225 = 3.874 \text{ Ом}$$

$$B_{ПУШК_РА31} := b_{0_AC150} \cdot 9.225 = 2.491 \times 10^{-5} \text{ См}$$

Трансформаторы

ТДТН-25000/110/35/6

$$U_{BH25} := 115 \text{ кВ} \quad \Delta P_{k25} := 130 \text{ кВт}$$

$$U_{CH25} := 38.5 \text{ кВ} \quad S_{НОМ25} := 25000 \text{ кВА}$$

$$U_{HH25} := 6.6 \text{ кВ} \quad \Delta P_{x25} := 21 \text{ кВт}$$

$$U_{kbc25} := 10.5 \% \quad I_{x25} := 0.31 \%$$

$$U_{KBH25} := 17.5 \%$$

$$U_{KCH25} := 6.5 \%$$

$$uk_{B25} := 0.5(U_{kbc25} + U_{KBH25} - U_{KCH25}) = 10.75$$

$$uk_{C25} := 0.5(U_{kbc25} + U_{KCH25} - U_{KBH25}) = -0.25$$

$$uk_{H25} := 0.5(U_{KBH25} + U_{KCH25} - U_{kbc25}) = 6.75$$

$$K_{T1.25} := \frac{U_{CH25}}{U_{BH25}} = 0.335$$

$$uk_{C25} := 0 \quad K_{T2.25} := \frac{U_{HH25}}{U_{BH25}} = 0.057$$

$$R_{общ25} := \frac{\Delta P_{k25} \cdot U_{BH25}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ25}^2} = 2.751 \text{ Ом}$$

$$R_{BH.25} := 0.5 \cdot R_{общ25} = 1.375 \text{ Ом}$$

$$R_{CH.25} := 0.5 \cdot R_{общ25} = 1.375 \text{ Ом}$$

$$R_{HH.25} := 0.5 \cdot R_{общ25} = 1.375 \text{ Ом}$$

$$X_{BH25} := \frac{uk_{B25} \cdot U_{BH25}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ25}} = 56.867 \text{ Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт параметров для моделирования в ПВК RastrWin3 в ПВК MathCad 15

$$X_{CH25} := \frac{uk_{C25} \cdot U_{BH25}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ25}} = 0 \text{ Ом}$$

$$X_{HH25} := \frac{uk_{H25} \cdot U_{BH25}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ25}} = 35.708 \text{ Ом}$$

$$G_{T25} := \frac{\Delta P_{x25}}{U_{BH25}^2 \cdot 10^3} = 1.588 \times 10^{-6} \text{ См}$$

$$\Delta Q_{T25} := \frac{I_{x25}}{100} \cdot S_{НОМ25} = 77.5$$

$$B_{T25} := \frac{\Delta Q_{T25}}{U_{BH25}^2 \cdot 10^3} = 5.86 \times 10^{-6} \text{ См}$$

ТДТН-40000/110/35/6

$$U_{BH40} := 115 \text{ кВ} \quad \Delta P_{k40} := 200 \text{ кВт}$$

$$U_{CH40} := 38.5 \text{ кВ} \quad S_{НОМ40} := 40000 \text{ кВА}$$

$$U_{HH40} := 6.6 \text{ кВ} \quad \Delta P_{x40} := 30 \text{ кВт}$$

$$U_{квс40} := 10.5 \text{ \%} \quad I_{x40} := 0.23 \text{ \%}$$

$$U_{квн40} := 17.5 \text{ \%}$$

$$U_{кчн40} := 6.5 \text{ \%}$$

$$uk_{B40} := 0.5(U_{квс40} + U_{квн40} - U_{кчн40}) = 10.75$$

$$uk_{C40} := 0.5(U_{квс40} + U_{кчн40} - U_{квн40}) = -0.25$$

$$uk_{H40} := 0.5(U_{квн40} + U_{кчн40} - U_{квс40}) = 6.75$$

$$K_{T1.40} := \frac{U_{CH40}}{U_{BH40}} = 0.335$$

$$K_{T2.40} := \frac{U_{HH40}}{U_{BH40}} = 0.057$$

$$uk_{C40} := 0$$

$$R_{общ40} := \frac{\Delta P_{k40} \cdot U_{BH40}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ40}^2} = 1.653 \text{ Ом}$$

$$R_{BH.40} := 0.5 \cdot R_{общ40} = 0.827 \text{ Ом}$$

$$R_{CH.40} := 0.5 \cdot R_{общ40} = 0.827 \text{ Ом}$$

$$R_{HH.40} := 0.5 \cdot R_{общ40} = 0.827 \text{ Ом}$$

$$X_{BH40} := \frac{uk_{B40} \cdot U_{BH40}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ40}} = 35.542 \text{ Ом}$$

$$X_{CH40} := \frac{uk_{C40} \cdot U_{BH40}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{НОМ40}} = 0 \text{ Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчёт параметров для моделирования в ПВК RastrWin3 в ПВК MathCad 15

$$X_{\text{НН40}} := \frac{u_{\text{кН40}} \cdot U_{\text{ВН40}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{НОМ40}}} = 22.317 \text{ Ом}$$

$$G_{\text{T40}} := \frac{\Delta P_{\text{x40}}}{U_{\text{ВН40}}^2 \cdot 10^3} = 2.268 \times 10^{-6} \text{ СМ} \quad \Delta Q_{\text{T40}} := \frac{I_{\text{x40}}}{100} \cdot S_{\text{НОМ40}} = 92$$

$$B_{\text{T40}} := \frac{\Delta Q_{\text{T40}}}{U_{\text{ВН40}}^2 \cdot 10^3} = 6.957 \times 10^{-6} \text{ СМ}$$

Для расчетов ТКЗ

Генераторы АТЭЦ (ТВФ-100)

$$U_{\text{НОМ}_\Gamma} := 10.5 \quad x_d := 0.191 \quad S_{\text{НОМ}_\Gamma} := 125$$

$$E_\Gamma := 1.08 \cdot U_{\text{НОМ}_\Gamma} = 11.34$$

$$X_{\Gamma_пр} := \frac{x_d \cdot U_{\text{НОМ}_\Gamma}^2}{S_{\text{НОМ}_\Gamma}} = 0.168 \quad X_{\Gamma_об} := X_{\Gamma_пр} \cdot 1.22 = 0.206$$

Система (шины 220 кВ пс Уссурийск-2)

$$S_{\text{КЗ}} := 1700$$

$$U_{\text{НОМ}_\text{с}} := 220$$

$$X_{\text{с}} := \frac{U_{\text{НОМ}_\text{с}}}{\sqrt{3} \cdot S_{\text{КЗ}}} = 0.075$$

$$E_{\text{с}} := 1.08 \cdot U_{\text{НОМ}_\text{с}} = 237.6$$

$$X_{\text{с.обр}} := X_{\text{с}} \cdot 1.22 = 0.091$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчёт токов короткого замыкания в ПВК MathCad 15

Исходные данные

Токи трёхфазного короткого замыкания на шинах ПС Надеждинская:

$$I_{110} := 4.751 \quad \text{кА}$$

$$I_{35} := 5.443 \quad \text{кА}$$

$$I_{10} := 21.967 \quad \text{кА}$$

Находим ударный ток:

$$i_{уд.110} := \sqrt{2} \cdot I_{110} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.03}} \right) = 11.533 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд.350} := \sqrt{2} \cdot I_{35} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.02}} \right) = 12.366 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд.10} := \sqrt{2} \cdot I_{10} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.01}} \right) = 42.495 \quad \text{кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a.110} := \sqrt{2} \cdot I_{110} \cdot e^{\frac{-0.01}{0.03}} = 4.814 \quad \text{кА}$$

$$i_{a.35} := \sqrt{2} \cdot I_{35} \cdot e^{\frac{-0.01}{0.02}} = 4.669 \quad \text{кА}$$

$$i_{a.10} := \sqrt{2} \cdot I_{10} \cdot e^{\frac{-0.01}{0.01}} = 11.429 \quad \text{кА}$$

Мощность КЗ на шинах ПС Надеждинская:

$$S_{кз.110} := \sqrt{3} \cdot 110 \cdot I_{110} = 905.187 \quad \text{МВА}$$

$$S_{кз.35} := \sqrt{3} \cdot 110 \cdot I_{35} = 1.037 \times 10^3 \quad \text{МВА}$$

$$S_{кз.10} := \sqrt{3} \cdot 110 \cdot I_{10} = 4.185 \times 10^3 \quad \text{МВА}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Расчёт молниезащиты и заземления в ПВК MathCad 15

Исходные данные:

Номинальное напряжение ОРУ: 110 кВ
Число ячеек: 2
Число ВЛЭП в схеме ОРУ: 2
Климатическая зона: IV
Сечение ВЛ: 185 мм²
Толщина первого слоя грунта: 0,35 м
Ток короткого замыкания: 12 кА
Время срабатывания защиты: 0,2 сек
Состав грунта 1-го/2-го слоя: почва/супеси водоносные
Схема ОРУ: два блока с выключателями и неавтоматической
перемычкой со стороны линий

1. Расчет заземлителя

Верхний слой грунта: почва
удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом*м) $\rho_1 := 50$
Второй слой грунта: супеси водоносные
удельное сопротивление второго слоя грунта, (Ом*м)
Толщина верхнего слоя грунта, (м) $h_1 := 0.35$
Климатическая зона $N := 3$
Ток однофазного короткого замыкания, (кА) $I_{кз} := 1.8$
Время отключения, (с) $t_{сз} := 0.2$
Вспомогательный коэффициент для стали $\beta := 21$
Ток молнии, (кА) $I_M := 55$

1.1 Расчет удельного сопротивления грунта

коэффициент сезонности для четвертой климатической зоны $\psi := 1.45$
удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом*м) $\rho_{1\psi} := 30$
удельное сопротивление второго слоя грунта, (Ом*м):

$$\rho_2 := \frac{\rho_1}{\psi} = 20.69 \quad \rho_2 = 20.69$$

1.2 Рассчитываем контур сетки заземлителя.

$A := 68$ длина ПС, (м).

$B := 30$ ширина ПС, (м).

Площадь ПС с учетом выноса сетки заземления на 1,5 м за пределы ПС, (м²)

$$S := (A + 1.5 \cdot 2)(B + 1.5 \cdot 2) \quad s = 2.343 \times 10^3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт молниезащиты и заземления в ПВК MathCad 15

1.3 Принимаем диаметр горизонтальных прутков в сетке по условиям мех. прочности.

$$d_{\text{пр_гор}} := 10 \quad \text{мм} \qquad I_{\text{кз}} := 1800 \quad \text{А}$$

$$F_{\text{мехпроч}} := 78.5 \quad \text{мм}^2$$

Определяем сечение прутка по термической стойкости, (мм²)

$$F_{\text{Тс}} := \sqrt{\frac{(I_{\text{кз}})^2 \cdot t_{\text{сз}}}{400 \cdot \beta}} \qquad F_{\text{Тс}} = 8.783$$

1.4 Определяем сечение прутка по коррозийной стойкости.

$$a_0 := 0.243 \qquad a_2 := 0.003$$

$$a_1 := 0.041 \qquad a_3 := 0.005$$

средние значения коэффициентов, зависящие от грунта.

$$T := 240 \quad \text{время использования заземления, (месяцы).}$$

$$S_{\text{ср}} := a_3 \cdot \ln(T)^3 + a_2 \cdot \ln(T)^2 - a_1 \cdot \ln(T) + a_0 \qquad S_{\text{ср}} = 0.932$$

$$F_{\text{кор}} := 3.14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d_{\text{пр_гор}} + S_{\text{ср}}) \qquad F_{\text{кор}} = 31.975 \quad \text{мм}^2$$

$$F_{\text{min}} := F_{\text{кор}} + F_{\text{Тс}} \qquad F_{\text{min}} = 40.758 \quad \text{мм}^2 \qquad F_{\text{мехпроч}} := 78.5 \quad \text{мм}^2$$

Т.к. $F_{\text{мехпроч}}$ больше F_{min} , то условие выполняется.

$$H := 2.5 \quad \text{для четвертой климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта, (м).}$$

$$h_{\text{верт}} := 0.8 \quad \text{глубина заложения верхнего конца вертикального прутка, (м).}$$

$$d_{\text{верт}} := 12 \quad \text{диаметр вертикального прутка, (мм).}$$

$$l_{\text{верт}} := 5 \quad \text{длина вертикального прутка, (м).}$$

1.5 Рассчитываем общую длину горизонтальных полос (м).

$$a_{\text{гор}} := 6 \quad \text{расстояние между полосами сетки, (м).}$$

$$w := \frac{B}{a_{\text{гор}}} \quad w = 5 \qquad w := 5 \qquad w' := \frac{A}{a_{\text{гор}}} \quad w' = 11.333 \qquad w' := 12$$

$$L_{\text{гор}} := A \cdot w + B \cdot w' \qquad L_{\text{гор}} = 700$$

Уточняется длина горизонтальных полос квадратичной модели, (м):

$$l_{\text{гор}} := \sqrt{S} \qquad l_{\text{гор}} = 48.405$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт молниезащиты и заземления в ПК MathCad 15

Определяем число ячеек:

$$m := \frac{L_{\text{гор}}}{2\sqrt{S}} - 1 \qquad m = 6.231 \qquad m := 7$$

Определяем длину стороны ячейки:

$$L_{\text{ячейки}} := \frac{\sqrt{S}}{m} \qquad L_{\text{ячейки}} = 6.915$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) \qquad L = 774.473$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n'_B := \frac{4\sqrt{S}}{12} \qquad n'_B = 16.135$$

принимаем количество вертикальных электродов $n_B := 17$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта, (Ом):

$$\frac{l_{\text{верт}}}{\sqrt{S}} = 0.103 \qquad \text{следовательно} \qquad A' := 0.1$$

$$R_{1s} := \rho_1 \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \qquad R_{1s} = 0.097$$

$$R_{2s} := \rho_2 \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \qquad R_{2s} = 0.067$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев

$$\alpha_{и1} := \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \qquad \alpha_{и1} = 1.44$$

$$\alpha_{и2} := \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \qquad \alpha_{и2} = 1.46$$

Рассчитываем импульсное сопротивление заземлителя, (Ом)

$$R_{и1} := R_{1s} \cdot \alpha_{и1} \qquad R_{и1} = 0.14$$

$$R_{и2} := R_{2s} \cdot \alpha_{и2} \qquad R_{и2} = 0.10$$

2. Расчет молниезащиты

2.1 Защита на уровне земли и первого защищаемого объекта

$H := 25$ высота молниеотвода, (м)

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, (м)

$L_{M12} := 37$

$h_{1i} := 11$ высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$h_{эф1} := 0.85 \cdot H$

$h_{эф1} = 21.3$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$r_{o1} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H$

$r_{o1} = 26.3$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):

$h < L_M \leq 2 \cdot h$

$r_{co1} := r_{o1}$

$r_{co1} = 26.3$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$h_{1с.г.} := h_{эф1} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M12} - H)$

$h_{1с.г.} = 19.1$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$r_{1сх} := r_{co1} \cdot \frac{h_{1с.г.} - h_{1i}}{h_{1с.г.}}$

$r_{1сх} = 11.1$

Радиус внутренней зоны:

$r_{1х} := r_{o1} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{эф1}} \right)$

$r_{1х} = 12.7$

Расстояние между молниеотводами 2 и 3, (м)

$L_{M23} := 23$

$h_{2i} := 11$ высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$h_{эф} := 0.85 \cdot H$

$h_{эф} = 21.3$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии,

$h < L_M \leq 2 \cdot h$

$r_{o2} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H$

$r_{o2} = 26.3$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$r_{co2} := r_{o2}$

$r_{co2} = 26.3$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт молниезащиты и заземления в ПВК MathCad 15

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{2c.g.} := h_{эф} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M23} - H) \quad h_{2c.g.} = 21.6$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{2cx} := r_{co2} \cdot \frac{h_{2c.g.} - h_{2i}}{h_{2c.g.}} \quad r_{2cx} = 12.9$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{2x} := r_{o2} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{эф}} \right) \quad r_{2x} = 12.7$$

3. Анализ грозоупорности

Число ударов молнии за 100 грозовых часов в сооружение АхВхН:

$$n_{уд} := 6.7 \cdot (A + 7H) \cdot (B + 7H) \cdot 10^{-6} = 0.334$$

Вероятность прорыва молнии в зону защиты подстанции:

$$P_{пр} := 0.005$$

Число грозовых часов в году:

$$D_r := 15$$

Волновое сопротивление провода, Ом:

$$z := 426$$

50% разрядное напряжение, кВ:

$$U_{50\%} := 350$$

Критический ток перекрытия изоляции, кА:

$$I_{кр.ток} := \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} = 1.643$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в провод:

$$P_{пер} := e^{-0.04 \cdot I_{кр.ток}} = 0.936$$

Среднее число перекрытий изоляции подстанции вследствие прорыва молнии:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт молниезащиты и заземления в ПВК MathCad 15

$$\beta_1 := n_{\text{уд}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пер}} \cdot \frac{D_{\Gamma}}{100} = 2.344 \times 10^{-4}$$

Критический ток обратных перенапряжений изоляции, кА:

$$R_{\text{и}} := R_{\text{и1}} + R_{\text{и2}} = 0.237$$

$$I_{\text{кр.ток.обр.}} := \frac{U_{50\%} - 50.6}{R_{\text{и}}} = 210.898$$

Вероятность обратного перекрытия при ударе в молниеотвод:

$$P_{\text{обр}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр.ток.обр.}}} = 2.169 \times 10^{-4}$$

Число обратных перекрытий изоляции при ударах в молниеотводы:

$$\beta_2 := n_{\text{уд}} \cdot (1 - P_{\text{пр}}) \cdot P_{\text{обр}} \cdot \frac{D_{\Gamma}}{100} = 1.081 \times 10^{-5}$$

Высота подвеса троса:

$$h_{\text{тр}} := 20.125 \quad h_{\text{оп}} := h_{\text{тр}}$$

Вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту:

$$P_{\alpha} := 10^{-2.75} = 1.778 \times 10^{-3}$$

Критический ток при ударе в вершину опоры:

$$I_{\text{кр.ток.оп.}} := \frac{U_{50\%}}{R_{\text{и}} + 0.15 \cdot h_{\text{оп}}} = 107.499$$

Вероятность перекрытия изоляции опоры:

$$P_{\text{оп}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр.ток.оп.}}} = 0.014$$

Среднее годовое число перекрытий изоляции подстанции вследствие набегания на неё опасных импульсов грозовых перенапряжений:

$$\beta_3 := 4 \cdot h_{\text{тр}} \cdot \left[P_{\alpha} + (1 - P_{\alpha}) \cdot \left[4 \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{1000} \cdot P_{\text{оп}} + \left(1 - 4 \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{1000} \right) \cdot 0.086 \right] \right] \cdot \frac{D_{\Gamma}}{100} \cdot \frac{8 \cdot 10^{-2} \cdot 7}{100} = 5.532 \times 10^{-3}$$

Число лет безаварийной работы:

$$M := \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3} = 173.104$$