

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

Факультет энергетический

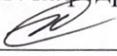
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 14 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электросетевого комплекса напряжением 110 – 35 кВ в связи с созданием инфраструктуры территории опережающего социально-экономического развития Свободный

Исполнитель

студент группы 542 об 2

 03.06.2019
подпись, дата

Н.А. Лепёхин

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

 13.06.2019
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

 04.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

 14.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Лепёхина
Николае Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электросетиового комплекса напряжением 110-35 кВ в связи
с созданием итерраструктуры территории опережающего социально-
экономического развития Свободной

(утверждено приказом от 04.04.19 № 959-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта)

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по
преддипломной практике, ознакомление схема Амурской области

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

Общая характеристика района проектирования; прогнозирование
электрических нагрузок; разработка конструктивно-технических вариантов

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Чертежи - 6 шт;
таблиц - 67, программные продукты - 4

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Консультант по безопасности и экологичности
А.Б. Буллаков

7. Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Н.В., к.т.н., проф. 

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

Задание принял к исполнению (дата):

Мей'

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 148 с., 32 рисунков, 67 таблиц, 6 приложений, 31 источник.

ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНО УСТРОЙСТВО, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД.

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант реконструкции электрической сети г. Свободный в связи с созданием территории опережающего социально-экономического развития.

В ходе выполнения ВКР выполнены расчеты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети с учетом перспективных объектов, проведен анализ режимов и выявлены элементы не соответствующие эксплуатации. Разработан и выбран вариант усиления электросетевого комплекса г.Свободный в том числе за счет ввода новой ПС «Алексеевск». Выполнено обоснование конструкции распределительного устройства высокого напряжения подстанции «Алексеевск». Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования на подстанции «Алексеевск» и на ОРУ 110кВ ПС «Амурская». Рассмотрены вопросы заземления и молниезащиты вводимой ПС. Выбрана основная и резервная защита трансформаторов на проектируемой подстанции и рассчитаны их уставки. Определены технико-экономические показатели проекта, такие как капитальные вложения на развитие электрической сети, срок окупаемости проекта. Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта, проведен расчет маслоприемника и масло-сборника для трансформатора на проектируемой ПС «Алексеевск».

ОПРЕДЕЛЕНИЕ, ОБЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередач;
- МТЗ – максимальная токовая защита
- НН – низшее напряжение;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- РУ – распределительное устройство;
- СН – среднее напряжение
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ЧДД – чистый дисконтированный доход;

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика района реконструкции электрической сети	10
1.1 Характеристика источников питания	10
1.2 Характеристика существующей схемы электроснабжения города Свободный	13
1.2.1 Характеристика существующих подстанций	15
1.2.2 Характеристика существующих линий электропередачи	24
1.3 Климатическая и географическая характеристика	25
1.4 Расчет и анализ установившихся режимов в существующих сетях	28
1.4.1 Расчет параметров схемы замещения для расчета режимов в ПВК	29
1.4.2 Расчет и анализ максимального, послеаварийного режимов существующей сети, с учетом перспективных нагрузок	36
2 Разработка конкурентно способных вариантов развития электросетевого комплекса г.Свободный	40
2.1 Характеристика потребителей пс «Алексеевск»	43
2.2 Расчет вероятностных характеристик электрических нагрузок ПС «Алексеевск»	45
2.3 Выбор компенсирующих устройств	46
2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	47
2.5 Выбор сечения ВЛ для питания ПС «Алексеевск»	49
2.6 Разработка схем РУ	50
3 Расчет токов короткого замыкания	54
3.1 Составление схемы замещения	54
3.2 Определение параметров элементов схемы замещения	54
3.3 Приведение схемы замещения к расчетному виду	60
4 Проектирование подстанции Алексеевск	70
4.1 Разработка однолинейной схемы ПС Алексеевск	70

4.2	Конструктивное исполнение ПС Алексеевск	70
4.3	Выбор комплектных распределительных устройств	71
4.4	Выбор и проверка выключателей	72
4.5	Выбор и проверка разъединителей	76
4.6	Выбор и проверка трансформаторов тока	78
4.7	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	85
4.8	Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	88
4.9	Выбор трансформаторов собственных нужд	98
4.10	Выбор и проверка ОПН	99
4.11	Разработка заземления и молниезащиты ПС Алексеевск	107
4.11.1	Конструктивное исполнение заземления ПС Алексеевск и определение его стационарного и импульсного сопротивления	107
4.11.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	109
4.12	Релейная защита и автоматика воздушной линии напряжением 110 кв	110
4.13	Защита трансформатора на ПС «Алексеевск»	111
4.13.1	Выбор защит трансформатора	111
4.13.2	Продольная дифференциальная токовая защита	112
4.13.3	Максимальная токовая защита	113
4.13.4	Защита от перегрузки	114
4.13.5	Газовая защита трансформатора	114
4.14	Расчет и анализ нормальных и после аварийных режимов после реконструкции	115
5	Экономический расчет	122
5.1	Капитальные вложения	122
5.1.1	Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП	122
5.1.2	Капитальные затраты в сооружение ПС	124
5.2	Расчет амортизационных отчислений	125
5.3	Расчет эксплуатационных затрат	125
5.4	Оценка экономической эффективности проекта	126
6	Безопасность и экологичность	129

6.1	Безопасность	129
6.1.1	Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание	129
6.1.2	Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ	130
6.1.3	Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ.	131
6.1.4	Безопасность при эксплуатации ОРУ и трансформатора ПС 110 кВ Алексеевск	132
6.2	Экологичность	135
6.3	Чрезвычайные ситуации	141
	Заключение	145
	Библиографический список	146
	Приложение А Расчет режима в ПВК RastrWin3	149
	Приложение Б Расчет токов короткого замыкания в ПВК Mathcad 15	153
	Приложение В Выбор и проверка оборудования в ПВК Mathcad 15	164
	Приложение Г Расчет заземления и молниезащиты ПВК Mathcad 15	172
	Приложение Д Расчет уставок микропроцессорной релейной защиты на базе терминала RET 670 в ПВК Mathcad 15	177
	Приложение Е Экономический расчет в ПВК Mathcad 15	182

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в соответствии со стратегией социально-экономического развития Амурской области до 2025 года, Российская Федерация проводит государственную политику, направленную на развитие территорий Дальнего Востока. Амурская область обладает значительными природно-ресурсным потенциалом, является крупнейшим сельскохозяйственным производителем, а энергоизбыточность делает ее ключевым энергетическим узлом Дальневосточного Федерального округа.

Наибольшим социально-экономическим влиянием на развитие Амурской области является развитие газоперерабатывающей отрасли. В связи с этим было издано постановление правительства от 03.06.2017 №673 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Свободный». Создание ТОР «Свободный» будет способствовать развитию инфраструктуры и экономического потенциала города Свободного.

В Свободненском районе вблизи города Свободного компанией ПАО «Газпром» ведется строительство Амурского газоперерабатывающего завода, который станет крупнейшим в России и вторым по мощности в мире предприятием по переработке природного газа. Завод будет важным звеном технологической цепочки будущих поставок природного газа в Китай, которые будут осуществляться по газопроводу «Сила Сибири».

Так, с приростом населения, которое связано со строительством и обеспечением деятельности Амурского ГПЗ, в г. Свободном производится расширение микрорайона «Северный» на 5 тысяч жителей, «точечной» застройкой города, реконструкцией действующих и вводом в эксплуатацию новых объектов инфраструктуры. В связи с этим выявляются проблемы системы электроснабжения города.

Основными проблемами энергорайона являются:

- недостаточный резерв мощности существующих подстанций, а также

сниженная надежность электроснабжения отдельно взятых ПС;

- перегрузка существующих воздушных линий и трансформаторов в связи с ростом электрической нагрузки в городе.

- ограничение части потребителей в послеаварийных режимах отключения, питающих ВЛ и трансформаторов в период максимума нагрузок.

Данная проблема является актуальной. Изменить ситуацию поможет реконструкция электросетевого комплекса напряжением 110-35 кВ в г. Свободном и сооружение новой ПС напряжением 110/35/10 кВ.

Целью данного проекта является разработка оптимального варианта реконструкции электрической сети напряжением 110-35 кВ, отвечающего современным требованиям надежности, экономичности, безопасности и экологичности, разработка схемы присоединения новой ПС к существующей сети 110-35 кВ.

К задачам проекта относятся:

- обеспечить выдачу мощности перспективным объектам;
- обеспечить электроснабжения новых потребителей, а также увеличить надежность существующих.

С целью решения поставленных задач, в работе были разработаны варианты усиления к существующей сети. Разработана схема подключения новой ПС к существующей сети. Выбрано оборудование на новой ПС. Рассчитаны установившиеся режимы с учетом ввода перспективных нагрузок.

Выпускная квалификационная работа была выполнена в операционной системе Windows 8 с использованием приложений: ПВК «RastrWin3», «MathCad15», «MathType 6.0 Equation», а также пакет офисных программ «Microsoft Office2010».

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

1.1 Характеристика источников питания

В настоящее время основой энергосистемы Амурской области являются Зейская ГЭС, Бурейская ГЭС, общей мощностью 3430 МВт, обеспечивающие электроэнергией Амурскую область, Хабаровский край, а также осуществляющие экспорт электроэнергии в Китай.

Зейская ГЭС – мощная гидроэлектростанция на Дальнем Востоке России, расположена на реке Зея в Амурской области, у города Зея. Зейская ГЭС является филиалом ПАО «РусГидро».

Установленная мощность электростанции – 1330 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии – 4910 млн кВт·ч. В здании ГЭС установлено 6 вертикальных гидроагрегатов состоящих из поворотно-лопастных диагональных гидротурбин марки Д45-2556-В-600, работающих при расчётном напоре 78,5 м, и гидрогенераторов марки СВ-1130/220-44ХЛ4, 4 гидроагрегата мощностью по 225 МВт, 2 гидроагрегата мощностью по 215 МВт. От генераторов электроэнергия по шинпроводам поступает в повышающие трансформаторы, а оттуда на открытые распределительные устройства напряжением 220 и 500 кВ.

ОРУ-500 кВ выполнено по схеме «полуторная», схема с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «одионочная секционированная система шин с обходной», с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу однофазных автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-У1, имеющих резервную фазу.

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: гидроагрегаты выдают электроэнергию на напряжении 15,75 кВ, два гидрогенератора (Г1 и Г2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами марки ТЦ-250000/220 и ТНРЕ-265000/242 и выдают мощность на ОРУ напряжением 220

и четыре гидрогенератора (Г3 - Г6) соединены в укрупненные блоки попарно с повышающими трансформаторами марки ТЦ-250000/500 и ТНЕРЕ-265000/525 для выдачи мощности на ОРУ напряжением 500 кВ [15]. На рисунке 1 представлена однолинейная схема Зейской ГЭС.

Электроэнергия Зейской ГЭС выдаётся в энергосистему по следующим линиям электропередачи:

- Двухцепная ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПС Амурская длиной 361,5 км
- Двухцепная ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – ПС Светлая с отпайкой на ПС Энергия длиной 10,4 км;
- Одноцепная ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – ПС Призейская длиной 187,2 км;
- Одноцепная ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – ПС Магдагачи длиной 147,4 км.

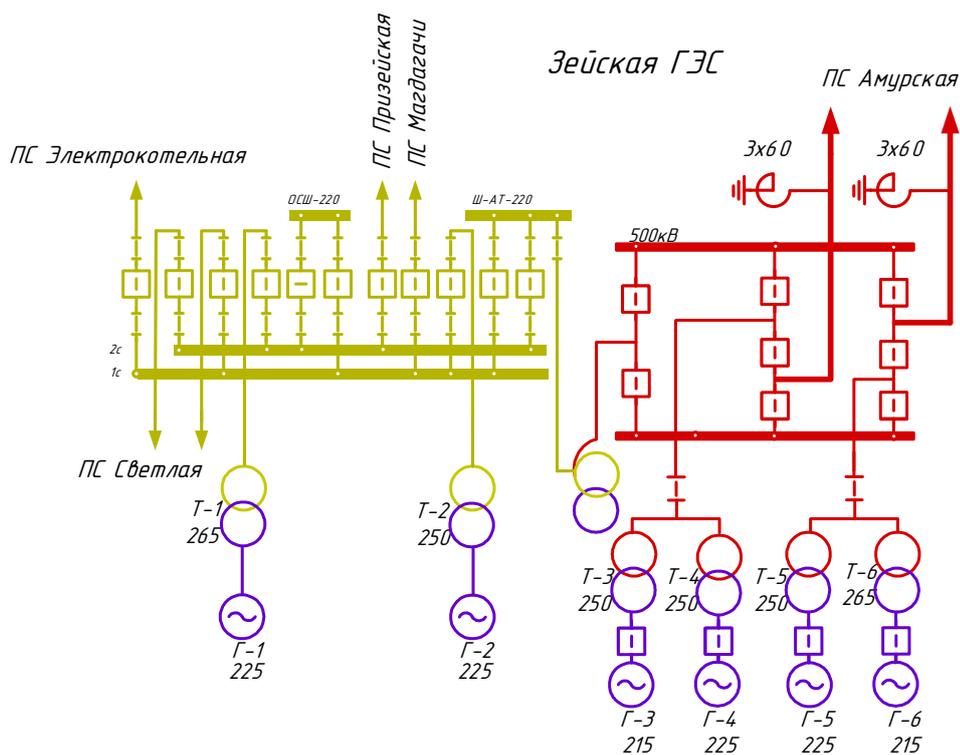


Рисунок 1 – Однолинейная схема Зейской ГЭС

Бурейская ГЭС – Крупнейшая электростанция на Дальнем Востоке России, расположенная на реке Бурея, в Амурской области у посёлка Талакан. Является верхней ступенью Бурейского каскада ГЭС. Собственником Бурейской ГЭС является ПАО «РусГидро».

Установленная мощность электростанции – 2010 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии – 7100 млн кВт·ч. В здании ГЭС установлено 6 вертикальных гидроагрегатов мощностью 335 МВт каждый, состоящих из радиально-осевых гидротурбин марки Д45-2556-В-600, работающих при расчётном напоре 103 м, и гидрогенераторов зонтичного типа марки СВ 1313/265-48УХЛ4. Гидрогенераторы имеют естественное воздушное охлаждение.

Для выдачи мощности гидроагрегатов Г1 и Г2 установлены трансформаторы марки ТДЦ-400000/220, а для остальных четырёх трансформаторы марки ТДЦ-400000/500 производства ОАО «Электrozавод». Первые два гидроагрегата подсоединены к системе шин 220 кВ, другие присоединены попарно к системе шин 500 кВ. Трансформаторы расположены в пазухе плотины.

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: после повышения напряжения электроэнергия подаётся с трансформаторов на ОРУ-220 кВ и на КРУЭ-500 кВ. Производимая гидроагрегатами Г1 и Г2 электроэнергия, проходя по воздушным линиям, подаётся на ОРУ-220 кВ. На ОРУ установлены баковые элегазовые выключатели типа ВГБУМ 220 со встроенными трансформаторами тока, разъединители типа РГН-220, индуктивные антирезонансные трансформаторы напряжения типа НАМИ. Электроэнергия от остальных четырёх гидроагрегатов, проходя по двум силовым кабелям 500 кВ в оболочке из сшитого полиэтилена длиной 850 м и диаметром 128 мм производства АВВ «Energiekabel» через 340-метровый тоннель и 150-метровую шахту, пробуренные в скале, подаётся на КРУЭ-500 кВ [15].

Распределительные устройства ОРУ 220 кВ и КРУЭ 500 кВ выполнены по схемам «одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы ши» и «Шестиугольник» соответственно, связь между ОРУ и КРУЭ осуществляется через группу однофазных автотрансформаторов марки АОДЦТН-167000/500/220.

Электроэнергия, производимая станцией, выдаётся в энергосистему Дальнего Востока России по линиям электропередачи 220 кВ и 500 кВ:

– Одноцепная ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС – ПС Амурская длиной 278,6 км;

– Двухцепная ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС – ПС Хабаровская длиной 430 км;

– Двухцепная ВЛ-220 кВ Бурейская ГЭС – ПС Талакан длиной 3,6 км;

– Двухцепная ВЛ-220 кВ Бурейская ГЭС – ПС Завитая длиной 79,5 км.

На рисунке 2 представлена однолинейная схема Бурейской ГЭС.

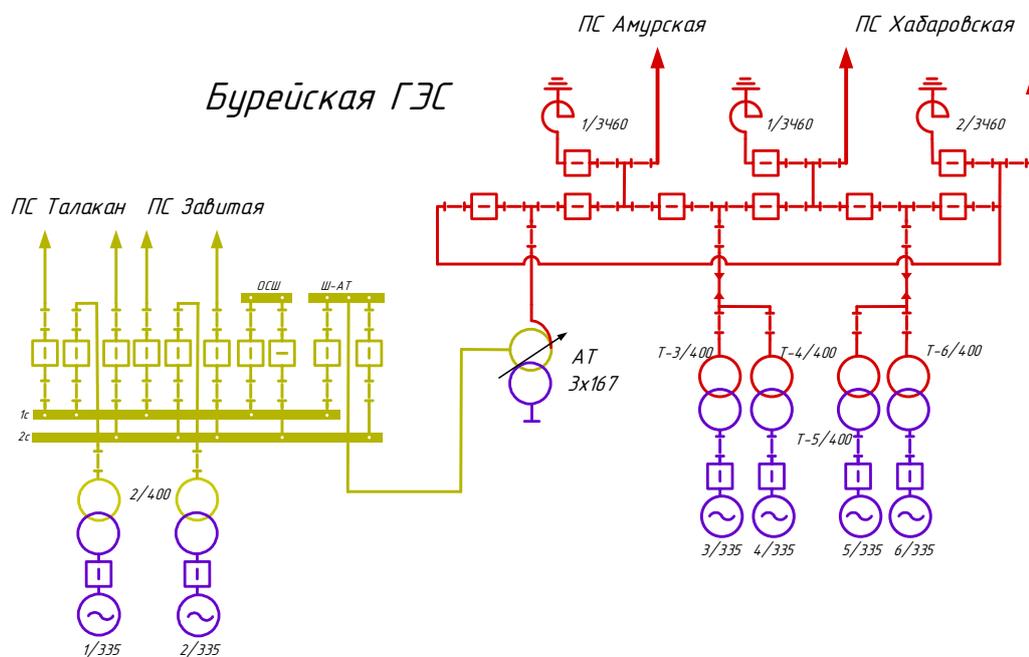


Рисунок 2 – Однолинейная схема Бурейской ГЭС

1.2 Характеристика существующей схемы электроснабжения города Свободный

Электроснабжение города Свободный осуществляется от ПС Южная, ПС Восточная, ПС Северная, ПС Пера и ПС Базовая, которые в свою очередь получают питание от ПС Амурская (ПС Северная, ПС Пера, ПС Базовая) и от ПС Свободный (ПС Южная, ПС Восточная). Однолинейная схема электроснабжения города представлена на рисунке 3.

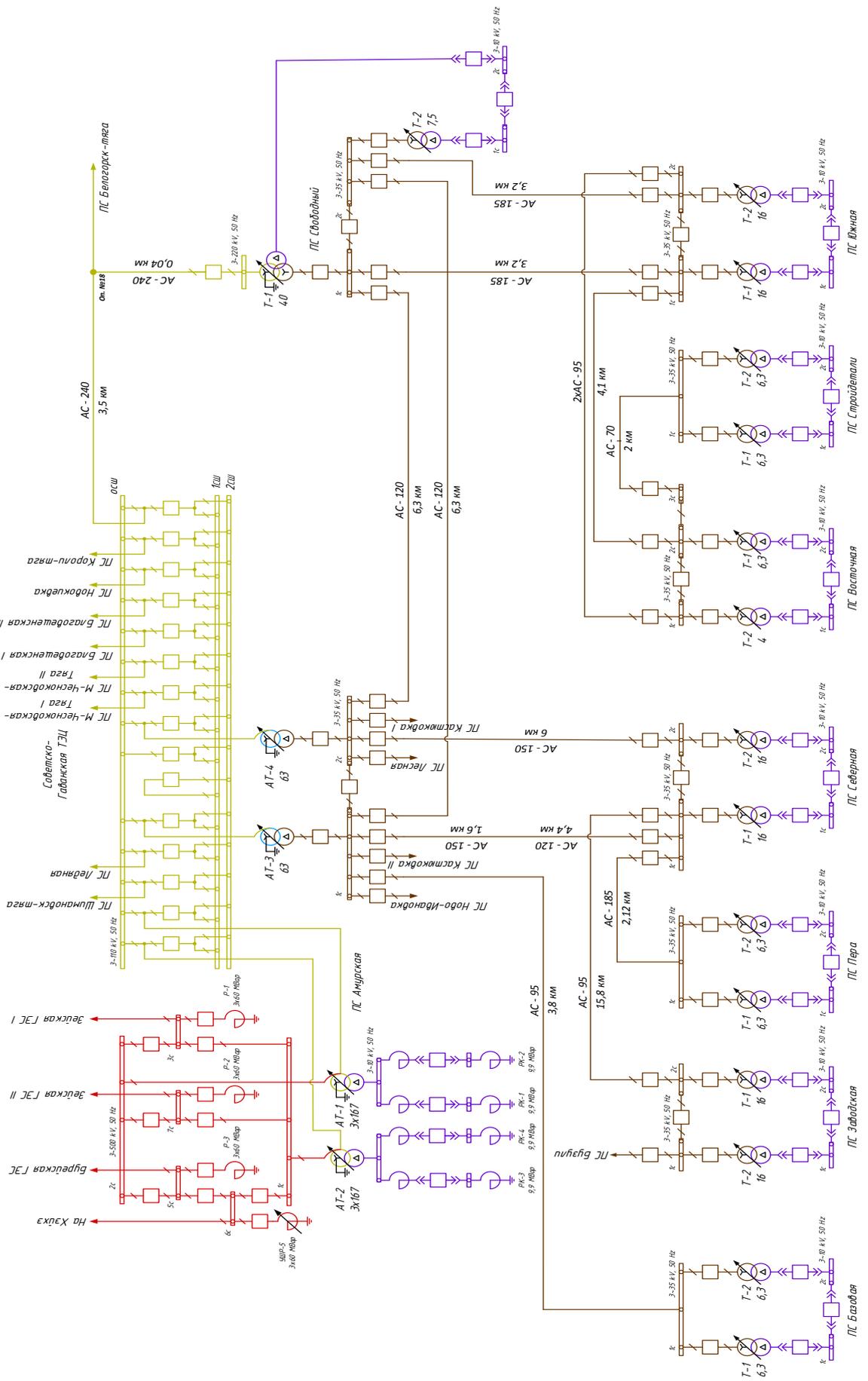


Рисунок 3 – Существующая схема электроснабжения города Свободный.

1.2.1 Характеристика существующих подстанций

1) ПС «Амурская» – узловая подстанция сверхвысокого напряжения, установленной мощностью 1128 МВА. Была введена в эксплуатацию в 1979 году. Расположена вблизи города «Свободный» Амурской области. Подстанция получает питание от двух крупнейших гидроэлектростанций Дальнего Востока – Зейской и Бурейской ГЭС – и участвует в выдаче мощности потребителям Амурской области, Хабаровского края, Еврейской автономной области и на экспорт в Китай.

В настоящее время на ПС 500 кВ «Амурская» в эксплуатации находятся 2 группы однофазных автотрансформаторов напряжением 500/220/10 кВ мощностью 3х167000 МВА марки АОДЦТН-167000/500/220 и 2 автотрансформатора напряжением 220/110/35 кВ мощностью 63000 МВА марки АТДЦТН – 63000/220/110/35. Основное оборудование представлено в таблице 1

Открытое распределительное устройство 500 кВ ПС выполнено по схеме «Полуторная».

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме «Две рабочие и обходная системы шин».

ОРУ 35 кВ выполнено по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Однолинейная схема ПС «Амурская» представлена на рисунке 4.

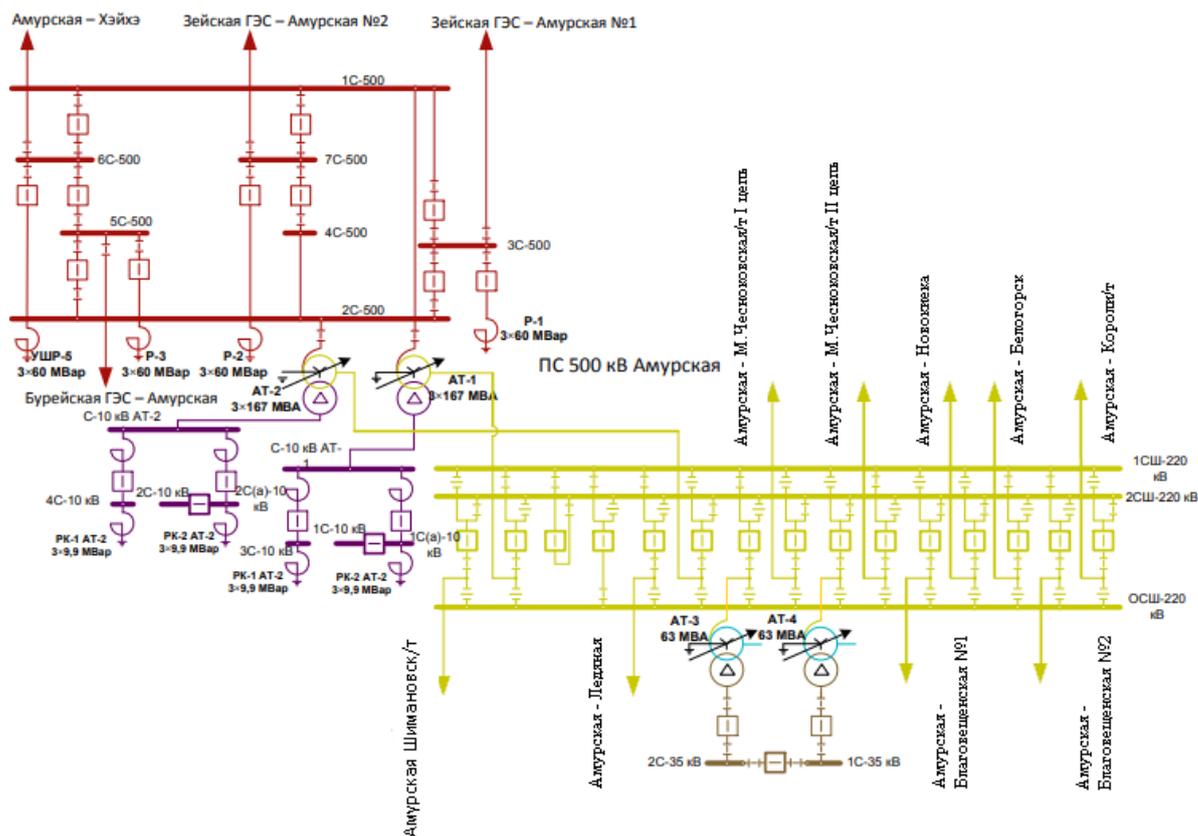


Рисунок 4 – Однолинейная схема ПС «Амурская»

Таблица 1 – Основное оборудование ПС «Амурская»

	Выключатели		Разъединители	
	Марка	Кол-во	Марка	Кол-во
ОРУ 500кВ	HPL-550 B2	3	РНДЗ–500/3200 У1	8
	3АР2 FI	8	D BF _4	16
ОРУ 220кВ	HPL-245 B-1	14	РНДЗ – 220/1000У1	47
	242 PMR	1	SGF 245p II 100 УХЛ1	10
ОРУ 35кВ	ВГБЭ-35	4	РНДЗ-35/1000 У1	38
	С-35М-630-10	10		

2) ПС «Свободный» 220/35/10 кВ.

В качестве схемы ОРУ 220 кВ используется блок (линия-трансформатор) с выключателем, ОРУ 35кВ и ЗРУ 10кВ выполнены по схеме «Одна рабочая система шин». Основное оборудование ОРУ 220 и 35 кВ представлено в таблице 2. На рисунке 5 представлена однолинейная схема ПС «Свободный».

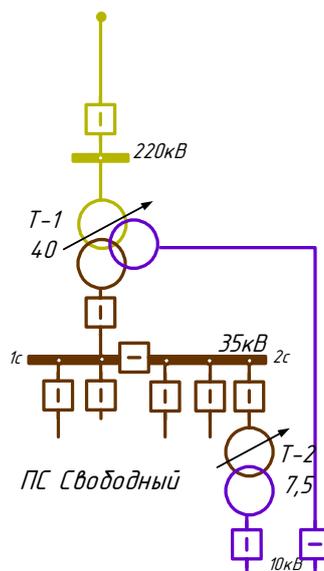


Рисунок 5 – Схема ПС «Свободный»

Таблица 2 – Основное оборудование ОРУ 220 и 35 кВ

	Выключатели		Разъединители	
	Марка	Кол-во	Марка	Кол-во
ОРУ 220кВ	НПЛ-245 В-1	1	РЛНД-220/1000	3
ОРУ 35кВ	ВГБЭ-35	7	РЛНД-35/1000	16

3) ПС «Базовая» 35/10 кВ.

ОРУ 35 кВ выполнено по схеме «одна рабочая система шин», КРУ 10 кВ выполнены по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». На рисунке 6 представлена однолинейная схема ПС «Базовая».

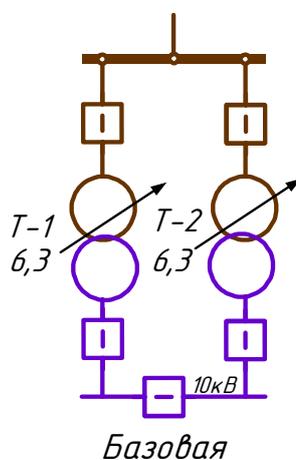


Рисунок 6 – Однолинейная схема ПС «Базовая»

На ОРУ 35кВ используется следующее оборудование представленное в таблице 3

Таблица 3 – Основное оборудование ОРУ 35 кВ

Тип оборудования	Марка	Конструктивные особенности
Ограничитель перенапряжения	ОПН-35/40,5-10(I);	–
Разъединители	РНДЗ-16-35/1000	–
Масляные выключатели	С-35/630	с встроенным трансформатором тока 200/5, привод ПЭ-11;
Трансформаторы тока	GIF-40,5	300/5
Силовые трансформаторы	2хТМН-6300/35/10	с РПН на стороне ВН (35±6×1.5 %)

Максимальная нагрузка подстанции зимой 2018 г. составила 9,48 МВт (9,69 МВА), при аварийном отключении одного из трансформаторов мощностью 6,3 МВА, второй, оставшийся в работе, перегрузится на 54%.

4) ПС «Восточная» 35/10 кВ.

ОРУ 35 кВ выполнено по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем и разъединителем система шин». На рисунке 7 представлена однолинейная схема ПС «Восточная».

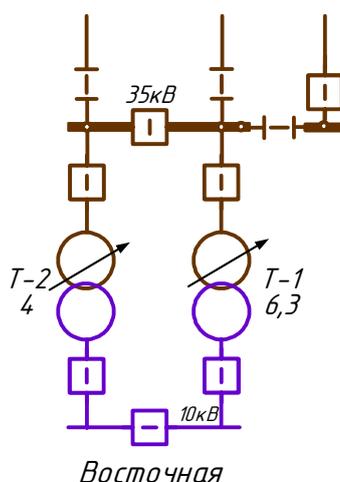


Рисунок 7 – Однолинейная схема ПС «Восточная»

На ОРУ 35 кВ используется следующее оборудование представленное в таблице 4.

Таблица 4 – Основное оборудование ОРУ 35 кВ

Тип оборудования	Марка	Конструктивные особенности
Высокочастотные заградители связи	ВЗ-630-0,5	–
Ограничитель перенапряжения	2хОПН-35/40,5-10(I);	–
Разъединители	11хРНДЗ-2-35/1000	–
Масляные выключатели	4хС-35М-630	с встроенным трансформатором тока 400/5, привод ШПЭ-11;
трансформаторы напряжения	2хНАМИ-35	–
Силовые трансформаторы	ТМН-6300/35	с РПН на стороне ВН ($35\pm 6\times 1.5\%$)
	ТМН-4000/35	с РПН на стороне ВН ($35\pm 6\times 1.5\%$)

5) ПС «Пера» 35/10 кВ.

ОРУ 35 кВ выполнено по схеме «одна рабочая секционированная разъединителем система шин». На рисунке 8 представлена однолинейная схема ПС «Пера».

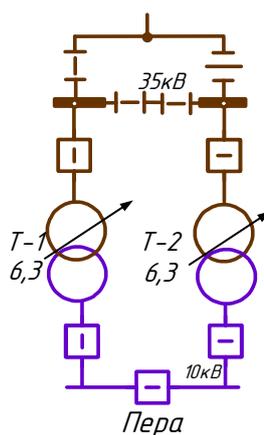


Рисунок 8 – Однолинейная схема ПС «Пера»

На ОРУ 35 кВ используется следующее оборудование представленное в таблице 5.

Таблица 5 – Основное оборудование ОРУ 35 кВ

Тип оборудования	Марка	Конструктивные особенности
Высокочастотные заградители связи	ВЗ-600	–
Ограничитель перенапряжения	2хОПН-35/40,5-10(I);	привод ПР-220М
Разъединители	6хРНДЗ-35/1000	–
Элегазовые выключатели	ВГБЭП-35-12,5/630	привод ПЭМ-3
трансформаторы напряжения	2хНАМИ-35	–
Силовые трансформаторы	2хТМН-6300/35	с РПН на стороне ВН ($35 \pm 6 \times 1.5 \%$)

б) ПС «Северная» 35/10 кВ.

ОРУ 35 кВ выполнено по схеме «одна рабочая секционированная выключателем система шин». На рисунке 9 представлена однолинейная схема ПС «Северная».

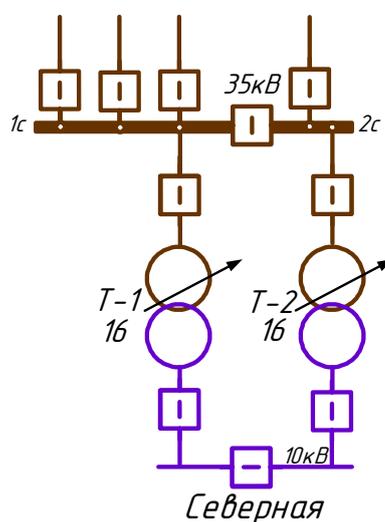


Рисунок 9 – Однолинейная схема ПС «Северная»

На ОРУ 35 кВ используется следующее оборудование представленное в таблице 6.

Таблица 6 – Основное оборудование ОРУ 35 кВ

Тип оборудования	Марка	Конструктивные особенности
Высокочастотные заградители связи	3xВЗ-600	–
Ограничитель перенапряжения	2xОПН-35/40,5-10(I);	привод ПР-220М
Разъединители	14xРНДЗ-35/1000	–
Элегазовые выключатели	ВГБЭП-35-12,5/630	ВЛ Заводская, привод ПЭМ-3
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-35-2,2	ВЛ Заводская, 300/5
Масляные выключатели	3xВМД-35	с встроенным трансформатором тока 200/5, привод ШПЭ-11
	3xC-35М-630	с встроенным трансформатором тока 150/5 (СВ), 400/5 (Т-1, Т-2), привод ШПЭ-11
трансформаторы напряжения	2xНАМИ-35	–
Силовые трансформаторы	2x ТДНС-16000/35	с РПН на стороне ВН ($35 \pm 9 \times 1.5 \%$)

7) ПС «Южная» 35/10 кВ.

ОРУ 35 кВ выполнено по схеме «одна рабочая секционированная выключателем система шин». На рисунке 10 представлена однолинейная схема ПС «Южная».

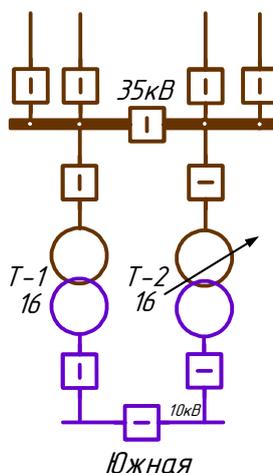


Рисунок 10 – однолинейная схема ПС «Южная»

На ОРУ 35 кВ используется следующее оборудование представленное в таблице 7

Таблица 7 – Основное оборудование ОРУ 35 кВ

Тип оборудования	Марка	Конструктивные особенности
Ограничитель перенапряжения	2хОПН-35/40,5-10(I);	–
Разъединители	14хРНДЗ-35/1000	–
Элегазовые выключатели	6хВБНК-35-25/1600	–
трансформаторы напряжения	2хНАМИ-35	–
Силовые трансформаторы	ТД-16000/35	с ПБВ на стороне ВН (35±2×2,5 %)
	ТДНС-16000/35	с РПН на стороне ВН (35±8×1,5 %)

8) ПС «Стройдетали» 35/10 кВ.

ОРУ 35 кВ выполнено по схеме «одна рабочая система шин». На рисунке 11 представлена однолинейная схема ПС «Стройдетали».

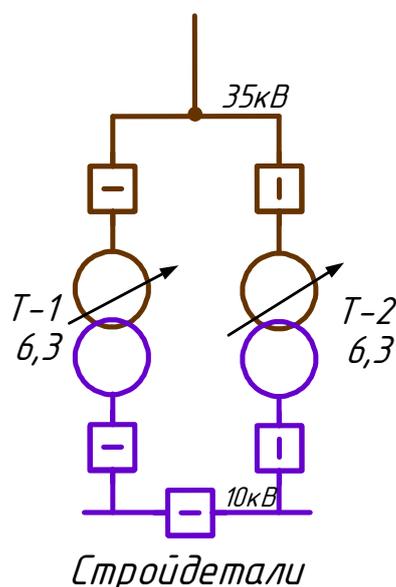


Рисунок 11 – Однолинейная схема ПС «Стройдетали»

На ОРУ 35 кВ используется следующее оборудование представленное в таблице 8.

Таблица 8 – Основное оборудование ОРУ 35 кВ

Тип оборудования	Марка	Конструктивные особенности
Ограничитель перенапряжения	2хОПН-35/40,5-10(I)	–
Разъединители	2хРНДЗ-35/1000	–
Масляные выключатели	2хВТ-35/630	с встроенным трансформатором тока 100/5, привод ПП-67
Трансформаторы тока	2хГИФ-40,5	50/5
Силовые трансформаторы	2хТМН-6300/35	с РПН на стороне ВН (35±9×1,5 %)

9) ПС «Заводская» 35/10 кВ.

ОРУ 35 кВ выполнено по схеме «одна рабочая секционированная выключателем система шин». На рисунке 12 представлена однолинейная схема ПС «Заводская».

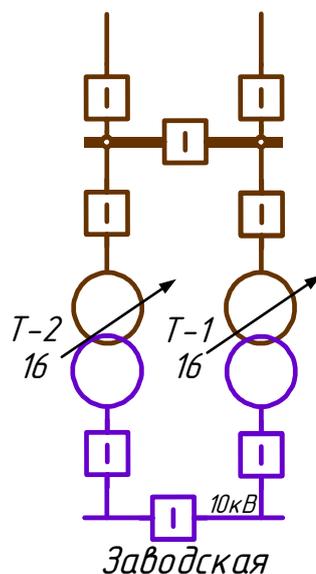


Рисунок 12 – Однолинейная схема ПС «Заводская»

На ОРУ 35 кВ используется следующее оборудование представленное в таблице 9.

Таблица 9 – Основное оборудование ОРУ 35 кВ

Тип оборудования	Марка	Конструктивные особенности
Высокочастотные заградители связи	2xВЗС-630-05	ф.В
Ограничитель перенапряжения	4xОПН-35/40,5-10(I)	–
Разъединители	10xРГПЗ СЭЩ-II-35/1000	привод ПР-М СЭЩ-16-90
Элегазовые выключатели	5xВГБЭ-УЭТМ-35-12,5/630	привод ПЭМ-УЭТМ-1
Трансформаторы напряжения	2xНАМИ-35	–
Силовые трансформаторы	2xТДНС-16000/35	с РПН на стороне ВН (35±8×1,5 %)

1.2.2 Характеристика существующих линий электропередачи

ПС 220 Свободный подключена к линии Амурская–Белогорск/т через отпайку на расстоянии 4 км от ПС 500 Амурская по линии АС-240. Длина линии от ПС Свободный до отпайки – 0,04 км.

Электроснабжение города обеспечивается воздушными линиями номинальным напряжением 35 кВ, суммарная протяженность которых составляет 62,92км. Основные параметры линий представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Основные параметры линий.

Диспетчерское наименование	Номинальное напряжение, кВ	Марка и сечение	Длина, км
1	2	3	4
Амурская – Северная 1	35	АС – 120	6
Амурская – Северная 2	35	АС – 150	6
Северная – Пера	35	АС – 185	2,12
Северная – Заводская	35	АС – 95	15,8
Амурская – Базовая	35	АС – 95	3,8
Амурская – Свободный 1	35	АС – 120	6,3

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
Амурская – Свободный 2	35	АС – 120	6,3
Свободный – Южная 1	35	АС – 185	3,2
Свободный – Южная 2	35	АС – 185	3,2
Южная – Восточная 1	35	АС – 95	4,1
Южная – Восточная 2	35	АС – 95	4,1
Восточная – Стройдетали	35	АС – 70	2

1.3 Климатическая и географическая характеристика

Объект реконструкции находится в Амурской области, которая входит в состав Дальневосточного федерального округа.

Область расположена на юго-востоке Российской Федерации в азиатской ее части, между Становым хребтом на севере и рекой Амур на юге. На юге проходит государственная граница с Китаем. На западе область граничит с Забайкальским краем, на севере - с Республикой Саха (Якутия) и на востоке - с Хабаровским краем и Еврейской автономной областью. Почти вся территория области расположена в бассейне реки Амур.

Территории области имеет сложное геологическое строение, поскольку расположена в месте сочленения Сибирской и Китайской платформ. Горы и возвышенности занимают 60 % её территории. Горные массивы покрывают северную и восточную часть области. Средняя высота поверхности над уровнем моря около 400 метров.

Амурская область расположена в умеренном географическом поясе, между 49 и 57 градусами северной широты. Климат континентальный с муссонными чертами, преобладание возвышенностей и малых рек; широкое распространение лесов.

Реконструкция сети происходит в районе города Свободного. Климат Свободненского района резко континентальный с муссонными чертами, что

выражается в больших годовых и суточных колебаниях температур воздуха и резком преобладании летних осадков.

Зимние осадки составляют всего 5-7 процентов от годовых. Высота снежного покрова незначительна .

Средняя температура самого холодного месяца января 28 градусов, морозы в отдельных районах доходят до 44 градусов.

Вследствие незначительности снежного покрова и низких температур наблюдаются глубокие промерзания почв (до 2,5—3 м) .

Весна поздняя и засушливая. Безморозный период наступает в третьей декаде мая и первой декаде июня .

Лето жаркое и дождливое. Среднемесячная температура июля 20,4 градуса, наиболее высокие температуры достигают +42 градусов. Максимальное количество осадков выпадает в июле-августе (100—300 мм за месяц).

Первые заморозки наступают в конце августа начале сентября. Осенью устанавливается ясная, тёплая погода. Годовое количество осадков в среднем 493 мм.

Средние скорости ветра на территории района изменяются в пределах от 1 до 6,7 м/с. В течение года преобладают слабые и умеренные ветры. В среднем за год ветры северных, северо-западных и западных направлений составляют почти 52 %. Направления ветров в процентах представлено в таблице 11. Увеличение скоростей ветра отмечается в апреле - мае, когда начинается период положительных дневных температур. Скорость их достигает 10-15 м/с и выше. Роза ветров Свободненского района представлена на рисунке 13.

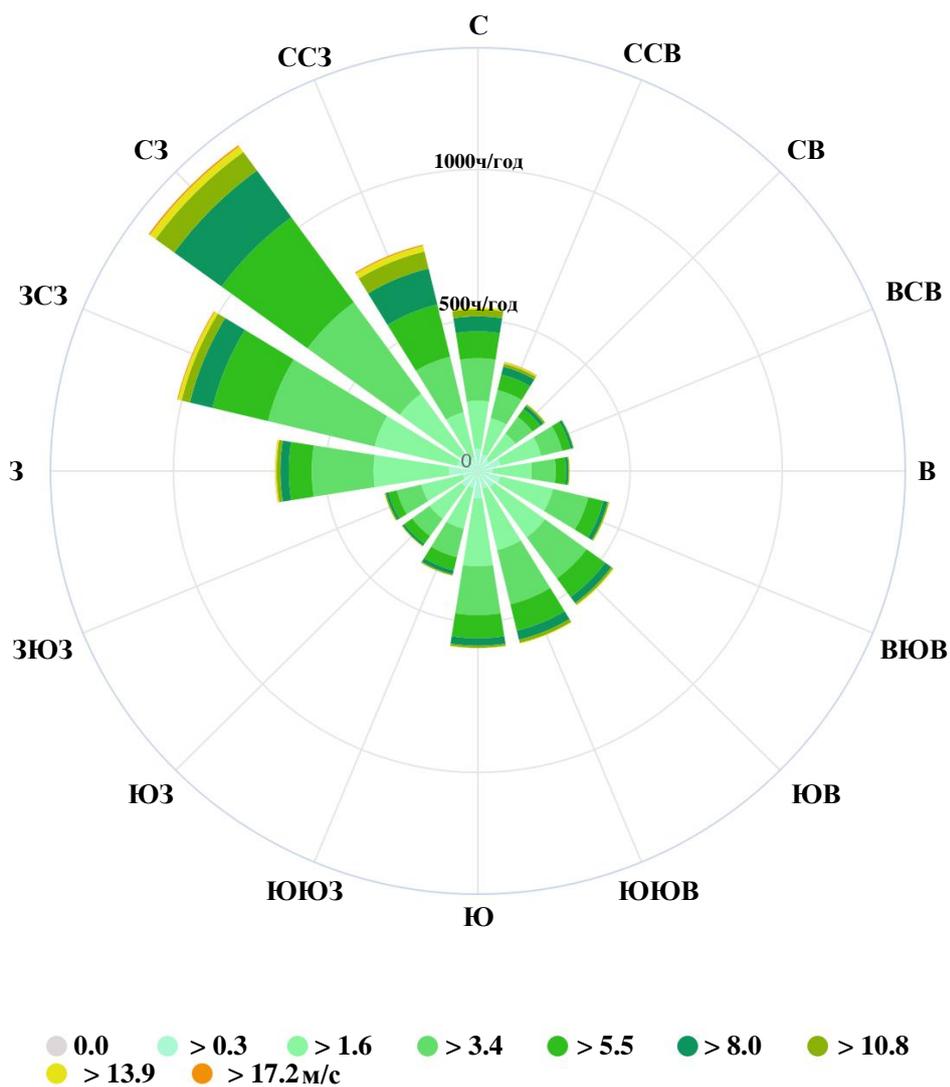


Рисунок 13 – Роза ветров Свободненского района

Таблица 11 – Направления ветра в процентах

	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	штиль
Январь	15	5	1	1	6	6	11	40	15
Июль	13	13	10	15	10	9	6	13	11
Год	9	4	5	10	9	4	15	28	16

Климатические характеристики Свободненского района представлены в таблице 12

Таблица 12 – Климатические характеристики Свободненского района

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	4-5
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	20
Низшая температура воздуха, °С	-48
Среднегодовая температура воздуха, °С	-2,2
Высшая температура воздуха, °С	42
Число грозных часов в год	40-60
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	3,8
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	7
Вес снегового покрова, кг/м ²	50
Продолжительность отопительного периода, сут.	242
Температура гололедообразования, °С	-10
Степень загрязнения атмосферы	II
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	2,5-3
Сейсмичность района, балл.	6
Глубина протаивания грунта на начало грозной деятельности, м	0,4
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом·м	25
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом·м	40

1.4 Расчет и анализ установившихся режимов в существующих сетях

В качестве исходных данных для расчета режима используем данные мощности нагрузок на подстанциях по контрольному замеру зима 2018 года, с учетом информации представленной в «Программе комплексного социально-

экономического развития города на 2025 год». Проведем расчет максимального и послеаварийных режимов для существующей сети с помощью ПК RastrWin3.

Данный программный комплекс предназначен для выполнения типичных расчетов, а именно: установившихся режимов, эквивалентирования электрической сети, оптимизации режима по реактивной мощности и напряжению, а также для утяжеления режима. Комплекс содержит пользовательский интерфейс – табличный редактор, однолинейную графическую схему, селектор, а также встроенную базу данных и макроязык [14].

С целью проведения расчетов в программном комплексе составим схему замещения рассматриваемой сети с определением всех ее параметров.

Обязательным условием при расчете режима является наличие базисного узла, который будет принимать на себя все возникающие небалансы мощности. В качестве базисного узла примем ПС «Амурская».

1.4.1 Расчет параметров схемы замещения для расчета режимов в ПК

Активные сопротивления линий определяются [9]:

$$R = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (1)$$

где r_0 – погонное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

$l_{ВЛ}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (2)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км.

Потери активной мощности на корону в ЛЭП моделируются активной проводимостью ВЛ:

$$G = \frac{\Delta P_{кор} \cdot 10^3}{U_{ном}^2} \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где $\Delta P_{кор}$ – потери мощности на корону на 1 км, кВт/км

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ЛЭП

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), моделируется реактивной проводимостью ВЛ (ёмкостный характер отражается знаком минус):

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км.

Особенностью расчёта параметров схем замещения является то, что проводимости ЛЭП заносится для линии в целом и не разносится по узлам (не делится на 2).

Трансформаторы вводятся в схему замещения активным и реактивным сопротивлениями каждой ступени напряжения. Потери холостого хода моделируются активной и реактивной проводимостями в ветви высокой обмотки трансформатора.

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ВН}^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^{-3}, \quad (5)$$

где ΔP_k – кВт

$U_{ВН}^2$ – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора, кВ

$S_{ном}^2$ – номинальная мощность трансформатора, МВА

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (6)$$

где $u_k \%$ – напряжения короткого замыкания, %

Проводимости трансформатора рассчитываем по следующим формулам:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{ВН}^2}, \quad (7)$$

где ΔP_x – потери активной мощности на холостой ход;

$U_{ВН}^2$ – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора.

$$B_T = \frac{i_x \%}{100} \cdot \frac{S_{ном}}{U_{ВН}^2}, \quad (8)$$

где $i_x \%$ – ток холостого хода трансформатора;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора

$U_{ВН}^2$ – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора.

Коэффициент трансформации для двухобмоточного трансформатора рассчитывается по формуле:

$$K_{тр} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}, \quad (9)$$

где $U_{НН}$ – номинальное напряжение обмотки НН трансформатора.

Разделение ветвей на ЛЭП и трансформаторы ПВК RastrWin3 осуществляется программой по значению, проставленному в поле $K_{Т/Г}$ (коэффициент трансформации), поэтому для трансформаторов обязательно заполняется значением (даже если это единица)[14].

Коэффициенты трансформации для трехобмоточного трансформатора рассчитываются по формулам:

$$K_{mpB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1, \quad (10)$$

$$K_{mpC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}, \quad (11)$$

$$K_{mpH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (12)$$

Где $K_{mpB}, K_{mpC}, K_{mpH}$ – коэффициенты трансформации для высокой, средней и низкой сторон трехобмоточного трансформатора соответственно;

U_{BH}, U_{CH}, U_{HH} – напряжения обмоток на высокой, средней и низкой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Схема замещения двухобмоточного и трехобмоточного трансформаторов для ПКВ RastrWin 3 изображена на рисунке 14:

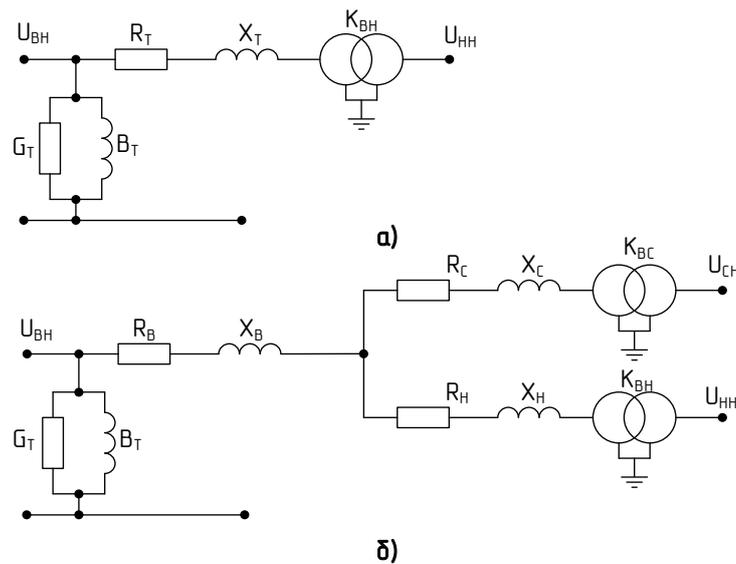


Рисунок 14 – Схема замещения: а) двухобмоточного трансформатора
б) трехобмоточного трансформатора

Генераторы задаются вырабатываемой активной мощностью, пределами выработки и потребления реактивной мощности и заданным модулем напряжения.

Базисный узел задается модулем напряжения и заданным углом.

В таблицах 13, 14 показаны исходные данные для расчета режимов в RastrWin3.

Таблица 13 – Параметры узлов схемы замещения

Тип	№ узла	Название	U _{ном уз-} ла, кВ	P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _г , МВт	Q _г , Мвар	U _{зад} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
База	100	Амурская 220кВ	220			62.18	28.89	230
Нагр	101	Амурская НТ1	220					
Нагр	111	Амурская НТ2	220					
Нагр	200	Свободный ВН	220					
Нагр	201	Свободный Н	220					
Нагр	1	Базовая ВН	35					
Нагр	4	Северная ВН 1с	35					
Нагр	5	Северная ВН 2с	35					
Нагр	8	Пера ВН	35					
Нагр	11	Южная ВН 1с	35					
Нагр	12	Южная ВН 2с	35					
Нагр	15	Восточная ВН 1с	35					
Нагр	16	Восточная ВН 2с	35					
Нагр	19	Стройдетали ВН	35					
Нагр	22	Заводская ВН 1с	35					
Нагр	23	Заводская ВН 2с	35					
Нагр	103	Амурская 35кВ 1с	35					
Нагр	113	Амурская 35кВ 2с	35	3.6	1.5			
Нагр	202	Свободный СН 1с	35					
Нагр	212	Свободный СН 2с	35					
Нагр	2	Базовая НН 1с	10	5.78	2.31			
Нагр	3	Базовая НН 2с	10	5.78	2.31			
Нагр	6	Северная НН 1с	10	10.2	3			

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	7	Северная НН 2с	10	10.2	3			
Нагр	9	Пера НН 1с	10	2.18	0.88			
Нагр	10	Пера НН 2с	10	2.175	0.88			
Нагр	13	Южная НН 1с	10	5.3	1.7			
Нагр	14	Южная НН 2с	10	5.3	1.7			
Нагр	17	Восточная НН 1с	10	2.37	0.94			
Нагр	18	Восточная НН 2с	10	2.37	0.94			
Нагр	20	Стройдетали НН 1с	10	0.135	0.05			
Нагр	21	Стройдетали НН 2с	10	0.135	0.05			
Нагр	24	Заводская НН 1с	10	3.15	0.65			
Нагр	25	Заводская НН 2с	10	3.15	0.6			
Нагр	203	Свободный НН	10	2.2	0.5			

Таблица 14 – Параметры ветвей схемы замещения

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	100	101	Амурская 220кВ - Амурская нейтраль	0.83	35.53	5.89	0.85	1.00
Тр-р	100	111	Амурская 220кВ - Амурская нейтраль	0.83	35.53	11.70	1.61	1.00
ЛЭП	100	200	Амурская 220кВ - Свободный ВН	0.42	1.42	-9.10	0.20	0.00
Тр-р	101	103	Амурская нейтраль Т1 - Амурская	0.83	20.65			0.17
ЛЭП	103	202	Амурская 35кВ 1с - Свободный СН 1с	1.20	1.99			
ЛЭП	103	1	Амурская 35кВ 1с - Базовая ВН	1.16	1.60			
ЛЭП	103	4	Амурская 35кВ 1с - Северная ВН 1с	1.19	2.44			
Выкл	103	113	Амурская 35кВ 1с - Амурская 35кВ 2с	0.00	0.00			
Тр-р	111	113	Амурская нейтраль Т2 - Амурская	0.83	20.65			0.17
ЛЭП	113	212	Амурская 35кВ 2с - Свободный СН 2с	1.20	1.99			
ЛЭП	113	5	Амурская 35кВ 2с - Северная ВН 2с	1.19	2.44			
Тр-р	1	2	Базовая ВН - Базовая НН 1с	1.44	14.51	45.65	7.67	0.29
Тр-р	1	3	Базовая ВН - Базовая НН 2с	1.44	14.51	45.65	7.67	0.29
Выкл	2	3	Базовая НН 1с - Базовая НН 2с					
Тр-р	4	6	Северная ВН 1с - Северная НН 1с	0.45	8.45	63.61	13.2	0.29
ЛЭП	4	8	Северная ВН 1с - Пера ВН	0.34	0.84			
Выкл	4	5	Северная ВН 1с - Северная ВН 2с					

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	4	23	Северная ВН 1с - Заводская ВН 2с	4.84	6.65			
Тр-р	5	7	Северная ВН 2с - Северная НН 2с	0.45	8.45	63.61	13.2	0.29
Выкл	6	7	Северная НН 1с - Северная НН 2с					
Тр-р	8	9	Пера ВН - Пера НН 1с	1.44	14.51	45.65	7.67	0.29
Тр-р	8	10	Пера ВН - Пера НН 2с	1.44	14.51	45.65	7.67	0.29
Выкл	9	10	Пера НН 1с - Пера НН 2с					
Тр-р	22	24	Заводская ВН 1с - Заводская НН 1с	0.45	8.45	63.61	13.2	0.29
Выкл	23	22	Заводская ВН 2с - Заводская ВН 1с					
Тр-р	23	25	Заводская ВН 2с - Заводская НН 2с	0.45	8.45	63.61	13.2	0.29
Выкл	24	25	Заводская НН 1с - Заводская НН 2с					
Тр-р	200	201	Свободный ВН - Свободный нейтраль	3.64	165.2	8.25	1.04	0.97
Тр-р	201	203	Свободный нейтраль - Свободный	3.64	125.5			0.05
Тр-р	201	202	Свободный нейтраль - Свободный СН	3.64				0.17
ЛЭП	202	11	Свободный СН 1с - Южная ВН 1с	0.52	1.27			
Выкл	202	212	Свободный СН 1с - Свободный СН 2с					
ЛЭП	212	12	Свободный СН 2с - Южная ВН 2с	0.52	1.27			
Тр-р	212	203	Свободный СН 2с - Свободный НН	1.44	14.51	45.65	7.67	0.30
Тр-р	11	13	Южная ВН 1с - Южная НН 1с	0.45	8.45	63.61	13.2	0.29
ЛЭП	11	16	Южная ВН 1с - Восточная ВН 2с	1.26	1.73			
Выкл	11	12	Южная ВН 1с - Южная ВН 2с					
Тр-р	12	14	Южная ВН 2с - Южная НН 2с	0.45	8.45	63.61	13.2	0.29
ЛЭП	12	15	Южная ВН 2с - Восточная ВН 1с	1.26	1.73			
Выкл	13	14	Южная НН 1с - Южная НН 2с					
Тр-р	15	17	Восточная ВН 1с - Восточная НН 1с	2.56	22.83	32.22	5.31	0.29
Выкл	15	16	Восточная ВН 1с - Восточная ВН 2с					
Тр-р	16	18	Восточная ВН 2с - Восточная НН 2с	1.44	14.51	45.65	7.67	0.29
ЛЭП	16	19	Восточная ВН 2с - Стройдетали ВН	0.86	0.86			
Выкл	17	18	Восточная НН 1с - Восточная НН 2с					
Тр-р	19	20	Стройдетали ВН - Стройдетали НН 1с	1.44	14.51	45.65	7.67	0.29
Тр-р	19	21	Стройдетали ВН - Стройдетали НН 2с	1.44	14.51	45.65	7.67	0.27
Выкл	20	21	Стройдетали НН 1с - Стройдетали					

1.4.2 Расчет и анализ максимального, послеаварийного режимов существующей сети, с учетом перспективных нагрузок.

Используя исходные данные, которые приведены выше, рассчитаем максимальный и послеаварийный режимы.

В приложении А приведены результаты расчета режимов. В них отображена информация о напряжении в узлах, величине токов в ветвях, потоков активной и реактивной мощности в каждой ветви линий и трансформаторов.

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного и наиболее экономичного электроснабжения потребителей, а также для определения перетоков мощности и токовой загрузки оборудования.

При расчете максимального режима, напряжение на шинах питающих подстанций принимается больше номинального значения.

Также был рассмотрен послеаварийный режим. В качестве аварийной ситуации рассматривалось отключение одного из элемента сети (трансформатор, линия). Данный режим был рассмотрен с целью определения загрузки оставшегося в работе оборудования. Данные о загрузке трансформаторов представлены в таблице 15

Таблица 15 - Загрузка трансформаторов.

Наименование подстанции	Номинальная полная мощность	Загрузка, (МВА)	Загрузка (%)	Загрузка при отключении одного (%)
1	2	3	4	5
«Амурская»	T1 – 63 МВА	26,6	86,2	155.6
	T2 – 63 МВА	26,6	76.8	
«Свободный»	T1 – 40 МВА	20.82	67,4	–
«Базовая»	T1 – 6,3 МВА	6.44	96.2	200.3
	T2 – 6,3 МВА	6.44	96.2	
«Южная»	T1 – 16 МВА	5.66	36.3	73.7
	T2 – 16 МВА	5.66	36.3	
«Восточная»	T1 – 4 МВА	2.64	63.9	130.8
	T2 – 6,3 МВА	2.64	40.4	

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5
«Стройдетали»	T1 – 6,3 МВА	0.36	5	–
	T2 – 6,3 МВА	–	–	
«Северная»	T1 – 16 МВА	11.322	70	140.2
	T2 – 16 МВА	11.322	70	
«Пера»	T1 – 6,3 МВА	2.417	36.3	72.5
	T2 – 6,3 МВА	2.417	36.3	
«Заводская»	T1 – 16 МВА	6.525	42.2	–
	T2 – 16 МВА	–	–	

Анализ режимов рассматриваемой сети показал следующее:

Загрузка трансформаторов на подстанциях Северная и Базовая превышает допустимое значение. На остальных подстанциях остается незначительный резерв мощности.

Максимальная нагрузка трансформаторов приходится на ПС «Базовая». При работе обоих трансформаторов нагрузка составляет 96.2%. При отключении одного трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 200.3%, что в принципе не допустимо. Данные о нагрузке ЛЭП представлены в таблице 16

Таблица 16 - Загрузка воздушных линий

Наименование ВЛ	Номинальное напряжение	Сечение провода (мм ²)	Нагрузка (А)	Длительно допустимый ток (А)	Загрузка (%)
1	2	3	4	5	6
«Амурская» – «Свободный» 35кВ	35	120	–	–	–
«Амурская» - «Свободный» 35кВ	35	120	–	–	–

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
«Амурская» – «Базовая»	35	95	199.83	330	60.55
«Амурская» – «Северная» 1	35	120	233	375	62.14
«Амурская» – «Северная» 2	35	150	233	450	51,8
«Северная» – «Пера»	35	185	75.04	510	14.71
«Северная» – «Заводская»	35	95	51.35	330	15.56
«Свободный» – «Южная» 1	35	185	135.68	510	26.6
«Свободный» – «Южная» 2	35	185	135.68	510	26.6
«Южная» – «Восточная»	35	95	44.68	330	13.54
«Южная» – «Восточная» 1	35	95	44.68	330	13.54
«Восточная» – «Стройдетали»	35	70	5.17	265	1.95

В послеаварийном режиме при отключении одной из ВЛ Амурская – Северная 2 загрузка оставшейся в работе цепи составит 127,4%.

Загрузка остальных ВЛ незначительна, токи для данных сечений далеки от длительно допустимых.

Таким образом, на основании расчетов максимального и послеаварийных режимов можно сделать следующие выводы:

- Подключение дополнительной нагрузки к ПС 35/10 кВ Базовая невозможно в связи с отсутствием резерва трансформаторной мощности на данной подстанции.

- На ПС Северная и на ПС Пере имеется резерв мощности, однако данные подстанции имеют питание от ПС Амурская по ВЛ 35 кВ Амурская – Северная №1 и №2. Дополнительную мощность по данной линии пропустить невозможно, так как в послеаварийном режиме (режим зимних нагрузок с учетом перспективной нагрузки) при отключении ВЛ 35 кВ Амурская – Северная 2, токовая загрузка оставшейся в работе цепи превысит допустимые значения. (АС-120 мм, $I_{д.доп.} = 375 \text{ А}$, $I_{расч.} = 478 \text{ А}$).

- На ПС 35/10 кВ Южная имеется резерв мощности, но расчет послеаварийного режима при отключении трансформатора на ПС 220 кВ Свободный и перевода нагрузки на ПС 500 кВ Амурская (загрузка автотрансформаторов на ПС Амурская АТ-3 – 130,2%; АТ-4 – 116,7%) показал, что подключение данной нагрузки в существующей сети невозможно.

Т.е. при существующей конфигурации сети с учетом присоединения полной нагрузки перспективных объектов по обязательствам АО «ДРСК», подключение социальных объектов и объектов коммунальной инфраструктуры, предполагаемых к строительству (реконструкции) в рамках «точечной» застройки г. Свободный невозможно.

2 РАЗРАБОТКА КОНКУРЕНТНО СПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА Г.СВОБОДНЫЙ

При составлении вариантов конфигурации электрической сети используются следующие принципы [6]:

- разветвление сети целесообразно делать в узле нагрузки;
- исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях;
- в кольцевых сетях целесообразно иметь один уровень номинального напряжения;
- применение по возможности простых схем распределительных устройств (РУ) с меньшим количеством трансформаций на ПС;
- возможность развития электрических нагрузок в пунктах потребления электрической энергии.

Для осуществления присоединения нагрузки перспективных объектов необходимо проанализировать следующие варианты:

- увеличение трансформаторной мощности на ПС, а также реконструкция ВЛ 35 кВ «Амурская-Северная» с увеличением ее сечения.
- реконструкция ПС 220 кВ Свободный с установкой второго силового трансформатора, создание связи 35 кВ между ПС Базовая и Южная, а также увеличение трансформаторной мощности на ПС Базовая, ПС Северная.
- перевод ПС 35 кВ Северная на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110кВ на ПС Амурская.
- строительством новой подстанции 110 кВ со строительством на ПС 500 кВ Амурская РУ 110 кВ.

Далее рассмотрим предложенные варианты, и выберем наиболее целесообразный:

- 1) реконструкция ПС 220 кВ Свободный с установкой второго силового трансформатора, создания связи 35 кВ между ПС Базовая и Южная, а также увеличение трансформаторной мощности на ПС Базовая, ПС Северная.

Реконструкция приведёт к следующему:

- Разгрузки автотрансформаторов на ПС 500 Амурская на 12 МВт путем перевода нагрузки ПС 35 кВ Базовая на ПС 220 кВ Свободный (строительство ВЛ 35 кВ Базовая-Южная) с повышением надежности электроснабжения потребителей ПС Базовая.

- повышению надежности электроснабжения ПС Южная, ПС Восточная и ПС Стройдетали в послеаварийных режимах при отключении одного из трансформаторов ПС 220 кВ Свободный.

- обеспечению резервированного электроснабжения подстанций, питаемых от ПС 500 Амурская в послеаварийном режиме при отключении одного автотрансформатора и переводе нагрузки на ПС 220 кВ Свободный.

- возможности подключения новых потребителей по сети 10 кВ к ПС 220 кВ Свободный в районе ПС Южная и ПС Восточная в том числе нагрузки социальных объектов и объектов коммунальной инфраструктуры, предполагаемых к строительству (реконструкции) в рамках «точечной» застройки г. Свободный.

Однако реконструкция ПС не сможет обеспечить дальнейшее развитие города.

2) организация нового центра питания 110/35/10 кВ в районе ПС 35 кВ Северная путем перевода ПС 35 кВ Северная на напряжение 110 кВ

ПС 35 Северная находится в зоне жилой застройки. В соответствии с СНиП размещение районных подстанций должно производиться за пределами жилых кварталов на расстоянии, обеспечивающем защиту жилых и общественных зданий от шума и электромагнитного излучения.

При переводе ПС 35 Северная на напряжение 110 кВ расстояние от ПС до жилых и общественных зданий должно составлять не менее 110 м, так как эксплуатация подстанции напряжением 110 кВ приведет к резкому росту уровня электромагнитного излучения и уровня шума в жилых квартирах граждан. Подстанции такого класса напряжения являются источниками посто-

янного шума, высокого уровня электромагнитного излучения которые пагубно влияет на живые организмы.

Санитарно-защитная зона планируемой ПС 110кВ представлена на рисунке 15

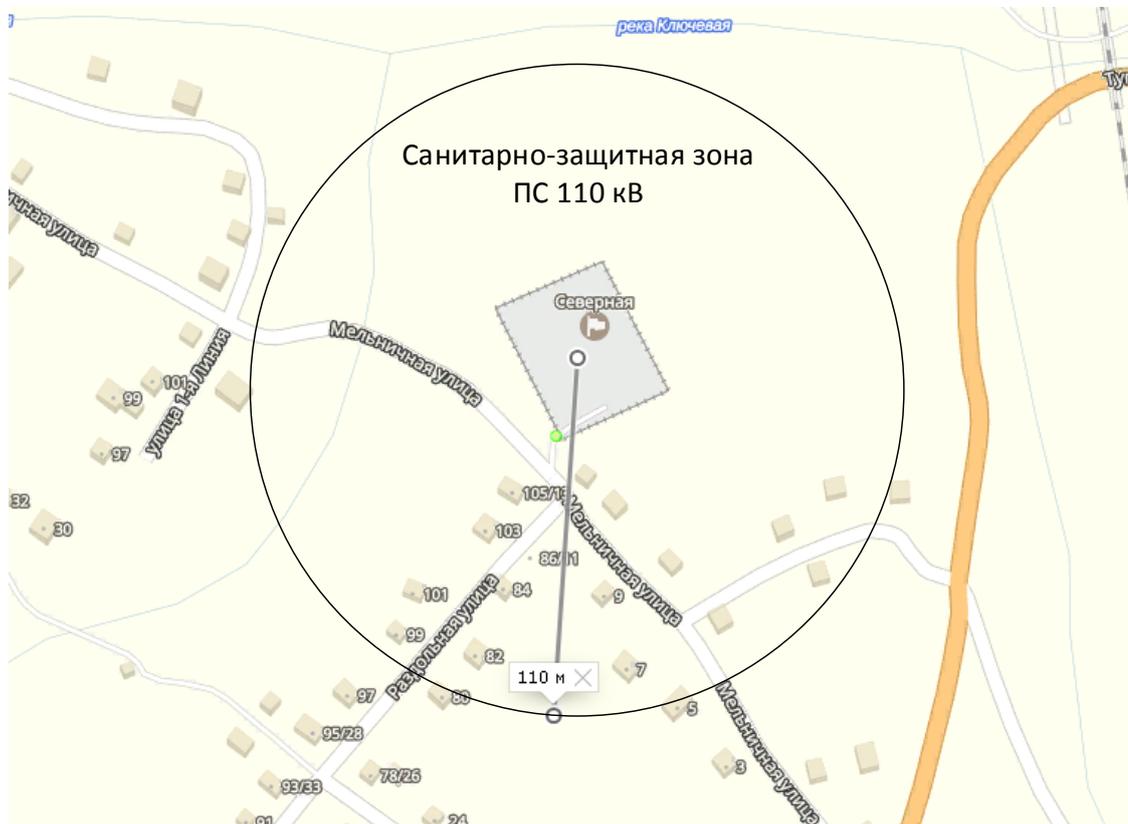


Рисунок 15 – Санитарно-защитная зона планируемой ПС 110кВ

3) строительством новой подстанции 110 кВ со строительством на ПС 500 кВ Амурская РУ 110 кВ.

Строительство нового центра питания осуществит:

- Разгрузку автотрансформаторов ПС 500 Амурская по низкой стороне (АТ-3, АТ-4) путем перевода нагрузок ПС 35 кВ Северная, ПС 35 кВ Пера и части нагрузки ПС 35 кВ Заводская на новый центр питания 110/35/10 кВ, который в свою очередь будет получать питание от стороны СН (110 кВ) ПС 500 кВ Амурская.

- Обеспечение резервного электроснабжение ПС 35 кВ Южная, ПС 35 кВ Восточная и ПС 35 кВ Стройдетали в режиме в послеаварийном режиме n-2: отключение одного из АТ на ПС 500 Амурская при отключении трансформато-

ра Т-1 на ПС 220 кВ Свободный, в таком случае всю нагрузку возможно обеспечить от оставшегося в работе АТ ПС 500 Амурская.

- подключение нагрузки социальных объектов и объектов коммунальной инфраструктуры, предполагаемых к строительству (реконструкции) в рамках «точечной» застройки г. Свободный, при условии распределения по центрам питания, с учетом строительства новой ПС 110/35/10 кВ, месторасположения объектов относительно центров питания и категории надежности электроснабжения.

- обеспечение допустимой загрузки одного автотрансформатора на ПС 500 кВ Амурская в послеаварийном режиме при отключении второго АТ с учетом нагрузки перспективных объектов, в том числе предполагаемых к строительству (реконструкции) в рамках «точечной» застройки г. Свободный.

Проведя анализ предложенных вариантов, выбираем наиболее оптимальный, который заключается в строительстве нового источника питания т.к. Остальные варианты не смогут обеспечить требуемую надежность в после аварийных режимах и обеспечить подключение новых потребителей к сети в будущем.

Назовет новую подстанция старым именем города Свободный – «Алексеевск».

2.1 Характеристика потребителей ПС «Алексеевск»

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

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие категории [19]:

- электроприемники I категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологиче-

ского процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства;

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

- электроприемники III категории – все остальные электроприемники.

Исходя из этих определений возникает ряд правил [19]:

- электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, перерыв их электроснабжения может быть нарушен лишь на время автоматического восстановления питания;

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

- для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения необходимые для ремонта или замены элемента системы, не превышают 1 сутки.

В отношении качества электроэнергии при проектировании электрических сетей должны соблюдаться требования ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». В основном это вопросы о регулировании напряжения и компенсации реактивной мощности.

Данная бакалаврская работа рассматривает развитие электрической сети напряжение 110-35 кВ включающую ПС «Алексеевск», при этом согласно исходным данным для проектирования на данной ПС в нагрузке присутствуют потребители первой, второй и третьей категории, следовательно, на ПС требу-

ется установка двух трансформаторов как независимых источников, данный факт будет учтен в дальнейшем при проектировании РУ данной ПС.

2.2 Расчет вероятностных характеристик электрических нагрузок ПС «Алексеевск»

Определение электрических нагрузок является при проектировании и эксплуатации электрических сетей всех классов напряжений.

По величине электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование, определяют потери мощности и электроэнергии в проектируемой сети. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на строительство электросетевого комплекса, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

Электрические нагрузки снимаются два раза в год во время контрольных замеров – зимой в самый короткий день и летом в самый длинный день.

Для проектировании электросетевого комплекса необходимо учитывать данные не только по максимальной мощности нагрузки, но и такие характеристики как средняя и эффективная мощность.

По значениям средней и эффективной мощности выбирают мощность силового трансформатора и рассчитывают потери электрической энергии.

Средняя активная (реактивная) мощность нагрузки рассчитывается по формуле:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}}, \quad (13)$$

$$Q_{cp} = \frac{Q_{max}}{K_{max}}, \quad (14)$$

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

Эффективная активная (реактивная) мощность нагрузки рассчитывается по формуле:

$$P_{эф} = K_{\phi} \cdot P_{ср}, \quad (15)$$

$$Q_{эф} = K_{\phi} \cdot Q_{ср}, \quad (16)$$

где K_{ϕ} – коэффициент формы равный 1,17.

Для лета вероятностные характеристики рассчитываются с учетом коэффициента летнего снижения нагрузки, в данном случае он равен 0,85.

Расчитанные вероятностные характеристики представлены в таблице 17
Таблица 17 – Вероятностные нагрузки проектируемой подстанции.

ПС	«Алексеевск»		
	ВН	СН	НН
Активная максимальная (МВт)	34,09	26,09	8
Активная средняя (МВт)	28,41	21,9	6,67
Активная эффективная (МВт)	33,24	25,63	7,8
Реактивная максимальная (Мвар)	12,72	10,2	2,52
Реактивная средняя (Мвар)	10,6	8,5	2,1
Реактивная эффективная (Мвар)	12,4	9,95	2,46

2.3 Выбор компенсирующих устройств

При выборе силовых трансформаторов на ПС «Амурская» и сечения проводов ВЛ для питания данной ПС, определяется экономически целесообразная реактивная мощность, которую ПС может получать из энергосистемы в часы максимума нагрузки.

Установка источников реактивной мощности непосредственно у потребителей называется поперечной компенсацией реактивной мощности. Такая ком-

пенсация мощности позволяет снизить потери активной мощности и электроэнергии в элементах сети, а также уменьшить загрузку оборудования.

Определяем мощность компенсирующих устройств на подстанции «Амурская»:

$$Q_{KV} = Q_M - P_M \cdot tg(\varphi_{np}), \quad (17)$$

где $tg(\varphi_{np})$ - предельный коэффициент мощности равный 0,4 согласно [20].

$$Q_{KV} = 12,72 - 34,09 \cdot 0,4 = -0,9 \text{ Мвар.}$$

Реактивная мощность компенсирующих устройств получилась меньше 0, следовательно, компенсация реактивной мощности не требуется.

$$Q_{неск} = Q_{\max}, \quad (18)$$

2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

На ПС «Алексеевск» требуется установка двух силовых трансформаторов как независимых источников питания, так как потребители, подключаемые к шинам среднего и низкого напряжения, относятся к первой и второй категории надежности электроснабжения. Кроме того, для обеспечения требуемого уровня надежности предусматривается автоматический ввод резерва путем включения секционного выключателя.

Определяем расчетную мощность силового трехобмоточного трансформатора по следующей формуле:

$$S_{расч} \geq \sqrt{\frac{(P_{срСН} + P_{срНН})^2 + (Q_{нескСН} + Q_{нескНН})^2}{n_T \cdot K_3}}, \quad (19)$$

где P_{cpCH}, P_{cpHH} – средняя активная мощность нагрузки в зимний период на стороне СН и НН соответственно, МВт;

$Q_{нескCH}, Q_{нескHH}$ – некомпенсированная реактивная мощность в зимний период получаемая из сети на стороне СН и НН соответственно, Мвар;

n_T – количество трансформаторов;

K_3 – нормативный коэффициент загрузки трансформаторов равный 0,7.

$$S_{расч} \geq \sqrt{\frac{(19,24 + 9,16)^2 + (8,87 + 4,23)^2}{2 \cdot 0,7}} = 22,35 \text{ МВА}$$

По каталожным данным предварительно принимаем трансформатор марки ТДТН 25000/110/35/10. Ранее указывалось что для повышения качества электрической энергии требуется регулирование напряжения под нагрузкой трансформатора, следовательно, выбранный тип оснащен устройством РПН

В послеаварийном режиме когда один трансформатор отключился защитой коэффициент загрузки оставшегося не должен превышать предельное значения (1,4) следовательно, проверяем выбранный тип трансформатора, как в нормальном, так и в послеаварийном режиме.:

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3^H = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{Тном}}, \quad (20)$$

$$K_3^H = \frac{\sqrt{28,41^2 + 12,72^2}}{2 \cdot 25} = 0,623$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме, при отключении одного трансформатора:

$$K_3^H = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}}, \quad (21)$$

$$K_3^H = \frac{\sqrt{28,41^2 + 12,72^2}}{25} = 1,245$$

В связи с тем, что коэффициент загрузки в послеаварийном режиме близок в максимально допустимому (1,4), с учетом последующего роста нагрузок (после 2025 г) примем мощность силового трансформатора $S_{\text{ном}}$ равной 40 МВА. Сравним коэффициенты загрузки трансформаторов с номинальными мощностями 25 и 40 МВА.

Коэффициенты загрузки трансформаторов представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Коэффициенты загрузки трансформаторов

Марка	Кз норм	Кз па
ТДТН–25000/110/35/10	0,623	1,245
ТДТН–40000/110/35/10	0,391	0,782

2.5 Выбор сечения ВЛ для питания ПС «Алексеевск»

В данной бакалаврской работе рассматривается проектирование двухцепной ВЛ 110 кВ «Амурская» – «Алексеевск». Для определения сечения указанной ВЛ используем метод экономических токовых интервалов. Выбранное сечение проверяется по условиям нормального функционирования подстанции «Алексеевск» в случае отключения одной цепи ВЛ. В таком режиме работы вся мощность, требуемая для ПС «Алексеевск» должна будет передаваться через оставшуюся в работе цепь, с учетом требуемого качества электроэнергии, согласно [2].

определяем сечение ВЛ в нормальном режиме питания ПС «Алексеевск» от ПС «Амурская». Расчетный ток в данном сечении рассчитывается по следующим формулам [9]:

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{P_{\text{max}} + Q_{\text{неск}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (22)$$

где n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ВЛ;

P_{max} , $Q_{неск}$ – максимальная активная и некомпенсированная реактивная мощности протекающие по ВЛ.

$$I_p = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (23)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимума нагрузки.

Для воздушных линий 110–220 кВ α_i принимается равным 1,05[6].

Для T_m равному 3000 – 5000 часов α_T принимается равным 1[6].

Определяем значение максимального и расчетного тока в сечении:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{36,09^2 + 12,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 100 \text{ А.}$$

$$I_{рас} = 100 \cdot 1,05 \cdot 1 = 105 \text{ А.}$$

В соответствии с таблицей экономических токовых интервалов и учитывая климатическую характеристику района принимаем для ВЛ «Амурская» – «Алексеевск» провод марки АС 150/24 (сталеалюминевый провод с сечением алюминиевой части 150 мм² и несущей стальной 24 мм²)

2.6 Разработка схем РУ

Распределительное устройство – это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении и содержащая коммутационные аппараты и соединяющие их сборные шины (секции шин), устройства управления и защиты [28].

Распределительные устройства выбираются в зависимости от: класса напряжения, количества присоединений (линий и трансформаторов), перспективы развития и требований по надежности электроснабжения потребителей.

При выборе схемы РУ необходимо учитывать количество высоковольтных выключателей, так как они являются наиболее дорогостоящим оборудованием, а так же следует стремиться к максимальному упрощению схемы подстанции.

В качестве распределительного устройства на СН 110 кВ подстанции «Амурская» принимаем схему 5Н «Мостик с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линии» приведенную на рисунке 16.

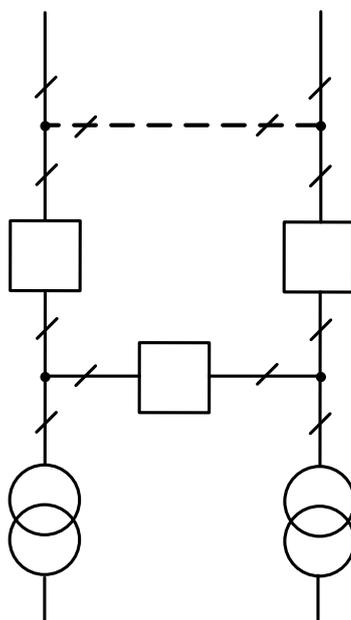


Рисунок 16 – Мостик с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линии

Такая схема применяется на стороне ВН подстанций 35, 110 и 220 кВ при 4-х присоединениях и необходимости осуществления секционирования сети. На напряжении 110 и 220 кВ мостиковые схемы применяются как с ремонтной перемычкой так и при соответствующем обосновании без ремонтной перемычки [28]. Основное оборудование (выключатели, разъединители) для РУ СН подстанции «Амурская» выберем в пункте 4.

На подстанции «Алексеевск» выбираем схему РУ ВН 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической ремонтной переключкой» показанную на рисунке 17.

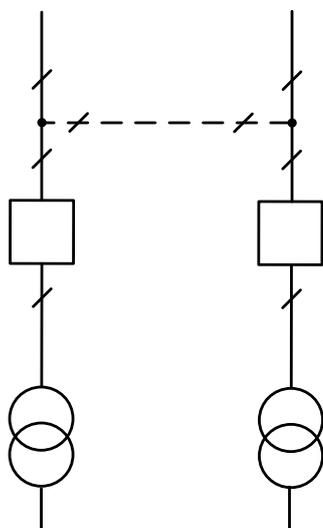


Рисунок 17 – Два блока с выключателями и неавтоматической ремонтной переключкой

Схема 4Н применяется на напряжении 35-220 кВ. для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций.

На СН и НН принимаем схему распределительного устройства 9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» показанная на рисунке 18.

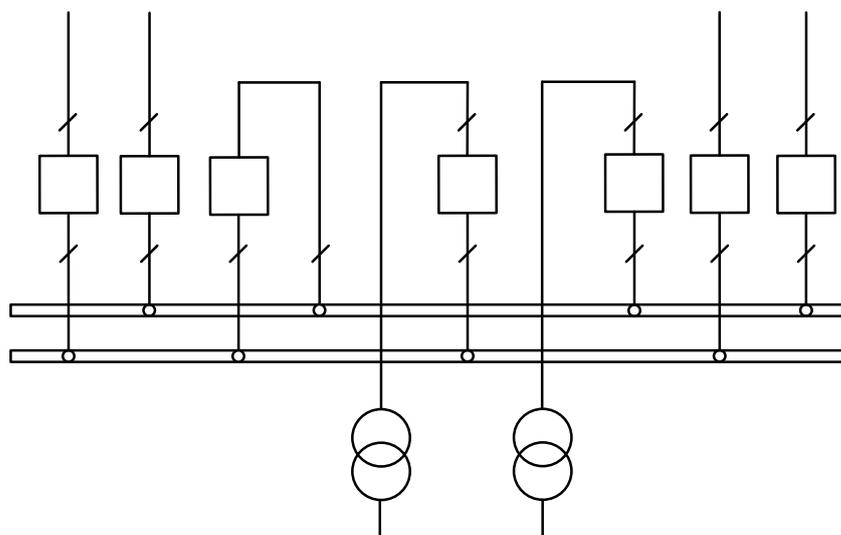


Рисунок 18 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин

Данная схема применяется на напряжение 35-220 кВ при парных линиях или линиях, резервируемых от других ПС, а также нерезервируемых, но не более одной на любой из секций, т.е. при отсутствии требования сохранения в работе всех присоединений при выводе в ремонт рабочей секции шин[28].

Схема одна секционированная выключателем система шин также может применяться на РУ 10(6)кВ при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Составление схемы замещения

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой, средней, низкой сторонах подстанции «Алексеевск» и на шина 110кВ «Амурская», требуется построить схему замещения, в которой реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки, система – сопротивлениями и ЭДС.

Схема замещения для расчета трехфазного тока короткого замыкания представлена на рисунке 19.

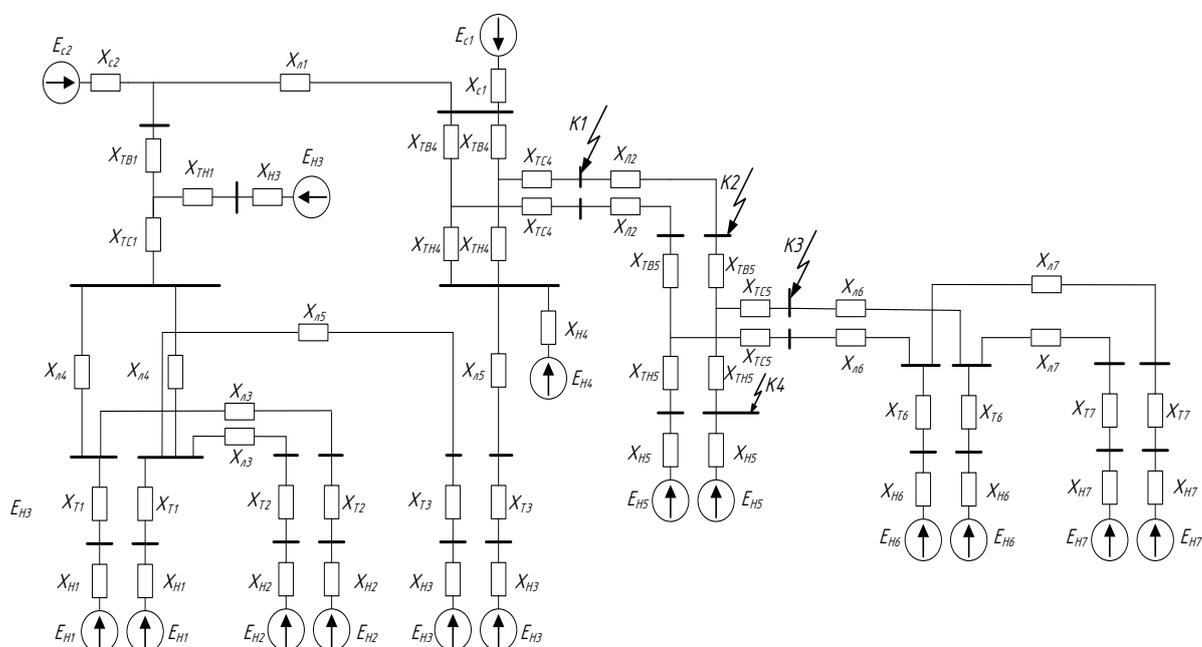


Рисунок 19– Схема замещения для расчета трехфазного тока КЗ

3.2 Определение параметров элементов схемы замещения

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:

- 1) $I_{\Pi 0}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания;
- 2) $i_{y\partial}$ – ударный ток короткого замыкания;
- 3) i_a – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия:

Базисную мощность примем равной $S_{\sigma} = 100$ МВА, ЭДС системы $E_c = 1$ и ЭДС нагрузки $E_n = 0,85$ в относительных единицах.

Зададимся базисными напряжениями:

$$U_{\sigma 1} = 115 \text{ кВ}, U_{\sigma 2} = 37 \text{ кВ}, U_{\sigma 3} = 10.5 \text{ кВ}.$$

Базисный ток рассчитываем по соответствующей формуле:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (24)$$

где U_{σ} – напряжение на соответствующей ступени номинального напряжения;

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma 1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}.$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma 2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}.$$

$$I_{\sigma 3} = \frac{S_{\sigma 3}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 3}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным параметрам:

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{K3}}, \quad (25)$$

где $I_{кз}$ - трехфазный ток короткого замыкания на шинах системы для ПС «Амурская» 10,9 кА, ПС «Свободный» кА 1,9.

Сопротивление системы представлено в таблице 19 .

Таблица 19 – Сопротивление системы

$X_{c1}, \text{о.е.}$	$X_{c2}, \text{о.е.}$
0,023	0,132

Сопротивление линии определяем по формуле:

$$X_{л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}^2}{U_{\delta}^2}, \quad (26)$$

где $X_{уд}$ – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, равное 0.4 Ом;

l – длина линии;

U_{δ} – базисное напряжение ступени трансформации.

Сопротивление линий представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Сопротивление линий

$X_{л1}, \text{о.е.}$	$X_{л2}, \text{о.е.}$	$X_{л3}, \text{о.е.}$	$X_{л4}, \text{о.е.}$	$X_{л5}, \text{о.е.}$	$X_{л6}, \text{о.е.}$	$X_{л7}, \text{о.е.}$
0,002	0,018	0,061	0,058	0,111	0,093	0,12

Сопротивление нагрузки (в режиме зимнего максимума) рассчитывается по формуле:

$$X_{н} = 0,35 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н}}, \quad (27)$$

где $S_{н}$, – мощность нагрузки, МВА

Сопровитления нагрузки рассчитаем на примере нагрузки N_7 подстанции «Пера»:

$$X_{H7} = 0,35 \cdot \frac{100}{2,35} = 14,894 \text{ о.е.}$$

Значения сопротивлений нагрузок приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Значения сопротивлений нагрузок

$X_{H1}, \text{о.е.}$	$X_{H2}, \text{о.е.}$	$X_{H3}, \text{о.е.}$	$X_{H4}, \text{о.е.}$	$X_{H5}, \text{о.е.}$	$X_{H6}, \text{о.е.}$	$X_{H7}, \text{о.е.}$
13,725	7,692	7,609	26,923	8,537	5,224	14,894

При расчете КЗ в точках К1 и К2 учитывать подпитку от обобщенной нагрузки в начальный момент КЗ не требуется, так как при КЗ в сетях 110 кВ и выше нагрузка электрически удалена от места КЗ [13].

Для определения сопротивления трехобмоточного и автотрансформатора необходимо знать фазные напряжения короткого замыкания, которые рассчитываются по формулам (28-30), результаты расчета, приведенные в таблице 22.

$$U_{kB\%} = 0,5(U_{kBC\%} + U_{kBH\%} - U_{kCH\%}), \quad (28)$$

$$U_{kC\%} = 0,5(U_{kBC\%} + U_{kCH\%} - U_{kBH\%}), \quad (29)$$

$$U_{kH\%} = 0,5(U_{kBH\%} + U_{kCH\%} - U_{kBC\%}), \quad (30)$$

где $U_{kBC\%}, U_{kBH\%}, U_{kCH\%}$ – напряжение короткого замыкания соответствующих пар обмоток ВС, ВН, СН трехобмоточного и автотрансформатора;

Таблица 22 – Фазные напряжения короткого замыкания трансформаторов

$u_{k_T}, \%$	ПС «Амурская»	ПС «Алексеевск»
$u_{k_T\delta}$	12,5	10,75
u_{k_Tc}	0	0
$u_{k_Tн}$	23,5	6,75

Определяем сопротивления обмоток трехобмоточных и автотрансформаторов установленных на подстанциях:

$$X_{AT\delta} = \frac{u_{kAT\delta} \cdot S_{\delta аз}}{100 \cdot S_{AT}}, \quad (31)$$

$$X_{ATc} = \frac{u_{kATc} \cdot S_{\delta аз}}{100 \cdot S_{AT}}, \quad (32)$$

$$X_{ATн} = \frac{u_{kATн} \cdot S_{\delta аз}}{100 \cdot S_{AT}}, \quad (33)$$

Приведем пример расчета сопротивления автотрансформатора на подстанции «Амурская» по формулам (28-30):

$$X_{AT\delta} = \frac{12 \cdot 100}{100 \cdot 63} = 0,198$$

$$X_{ATc} = \frac{0 \cdot 100}{100 \cdot 63} = 0$$

$$X_{ATн} = \frac{23,5 \cdot 100}{100 \cdot 63} = 0,373$$

Сопротивления трансформаторов приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Значения сопротивлений трансформаторов

Подстанция	$X_{Tв}, \text{ о.е.}$	$X_{Tс}, \text{ о.е.}$	$X_{Tн}, \text{ о.е.}$
Амурская (авто-трансформатор)	0,198	0	0,373
Алексеевск (трехобмоточный трансформатор)	0,269	0	0,169

Сопротивление двухобмоточного трансформатора определяем как:

$$X_T = \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}}, \quad (34)$$

Приведем пример расчета сопротивления двухобмоточного трансформатора на подстанции «Пера»:

$$X_T = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19$$

Сопротивление двухобмоточных трансформаторов приведены в таблице 24.

Таблица 24 – сопротивление двухобмоточных трансформаторов

Подстанция	$X_T, \text{ о.е.}$
Пера	1,19
Северная	0,625

Ток трёхфазного короткого замыкания рассчитываем по формуле:

$$I_{n0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_{\sigma}, \quad (35)$$

где X_{Σ} – приведенное сопротивление к точке КЗ

3.3 Приведение схемы замещения к расчетному виду

При расчете коротких замыканий сложную схему сворачивают к простейшему виду, представляя в виде одной ветви, либо к семейству радиальных простейших ветвей, сходящихся в месте КЗ, при этом каждая из этих ветвей называется расчетной схемой замещения.

В качестве примера рассмотрим расчет трехфазного короткого замыкания на стороне 110кВ ПС «Амурская». Исходную схему замещения сворачиваем до схемы показанную на рисунке 20.

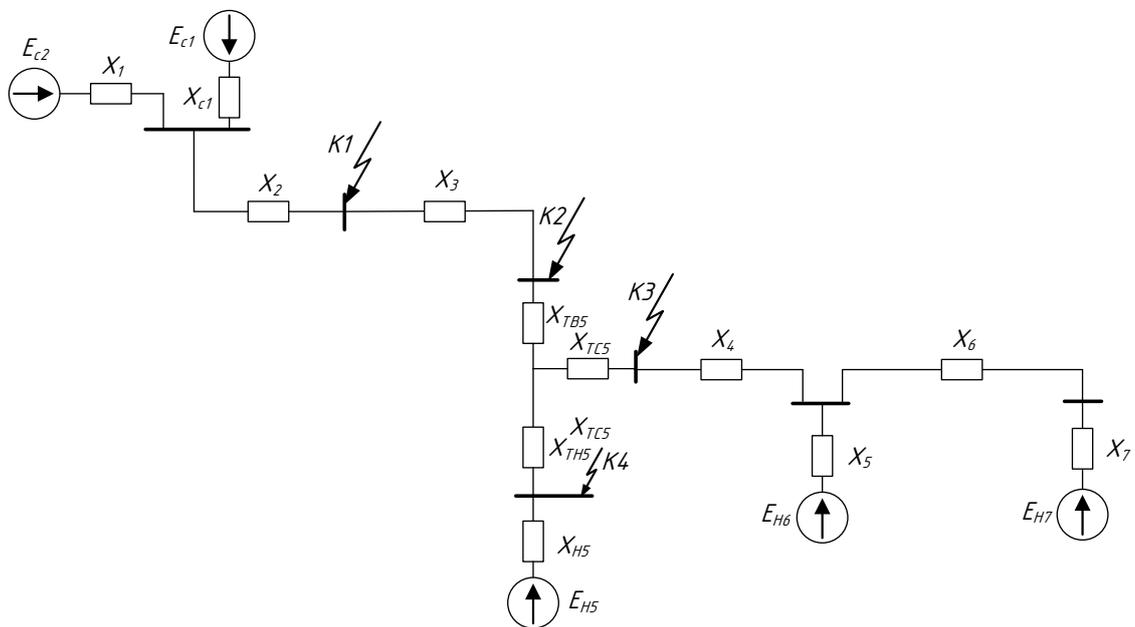


Рисунок 20 – Преобразование №1

$$X_1 = X_{c2} + X_{л1} = 0,135 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = \frac{X_{AT6} + X_{ATc}}{2} = 0,099 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = X_{л2} = 0,018 \text{ о.е.}$$

$$X_4 = X_{л6} = 0,088 \text{ о.е.}$$

$$X_5 = X_{H6} + X_{T1} = 5,849 \text{ о.е.}$$

$$X_6 = X_{л7} = 0,061 \text{ о.е.}$$

$$X_7 = X_{H7} + X_{T2} = 16,084 \text{ о.е.}$$

Следующие преобразования показано на рисунке 21.

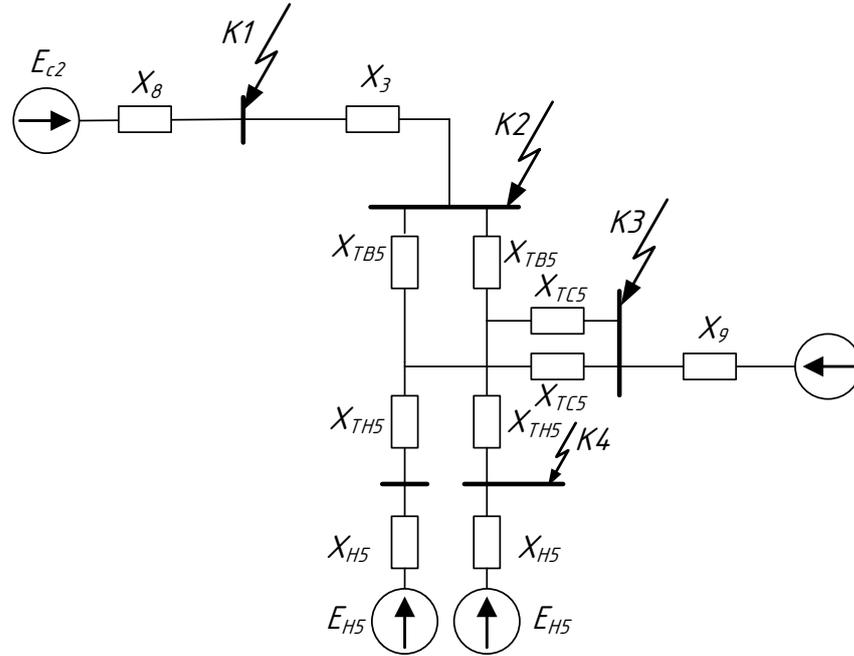


Рисунок 21 – Преобразования № 2

$$X_8 = \frac{X_1 \cdot X_{c2}}{X_1 + X_{c2}} + X_2 = 0,119 \text{ о.е.}$$

$$X_9 = \frac{(X_6 + X_7) \cdot X_5}{(X_6 + X_7) + X_5} + X_4 = 4,381 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{эк1}} = \frac{E_{c1} \cdot X_1 + E_{c2} \cdot X_{c1}}{X_1 + X_{c1}} = 1 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{эк1}} = \frac{E_{H6} \cdot X_5 + E_{H7} \cdot (X_6 + X_7)}{X_5 + X_6 + X_7} = 0,85 \text{ о.е.}$$

Для примера рассчитаем ток трехфазного короткого замыкания для точки К4. На рисунке 22 показана схема замещения для расчета тока короткого замыкания в точке К4.

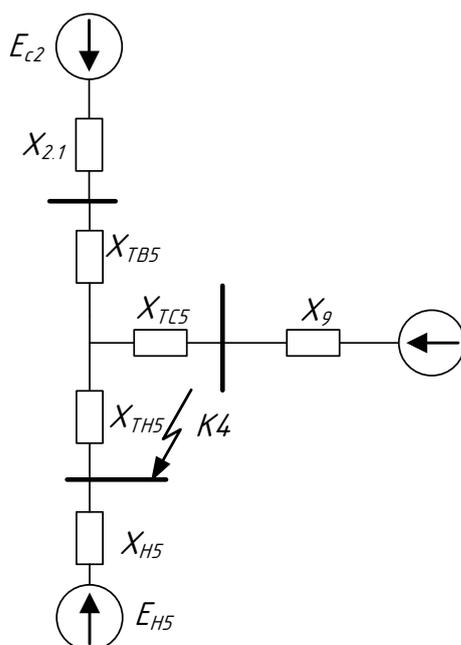


Рисунок 22 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К4

Сворачиваем схему в точку короткого замыкания. На рисунках 23, 24 представлены преобразования схемы замещения.

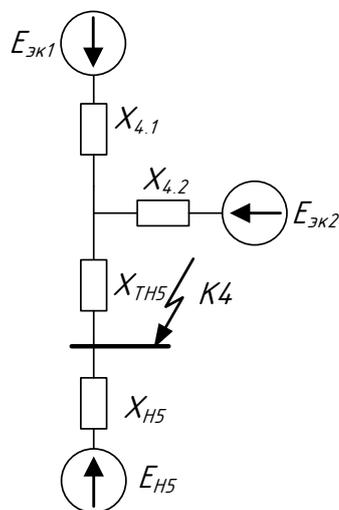


Рисунок 23 – Преобразования № 3

$$X_{4.1} = X_8 + X_3 + X_{AT_8} = 0,406 \text{ о.е.}$$

$$X_{4.2} = X_9 + X_{AT_9} = 4,381 \text{ о.е.}$$

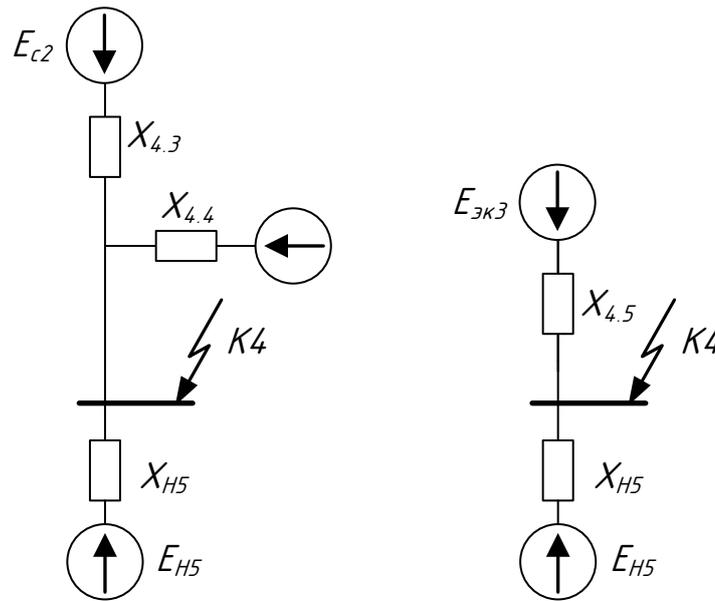


Рисунок 24 – Преобразования № 4

$$X_{\text{ЭК}} = \frac{X_{4.1} \cdot X_{4.2}}{X_{4.1} + X_{4.2}} = 0,371 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{рез}} = \frac{X_{4.1} \cdot X_{4.2}}{X_{4.1} + X_{4.2}} + X_{Tн} = 0,54 \text{ о.е.}$$

$$C_1 = \frac{X_{\text{ЭК}}}{X_{4.1}} = 0,915$$

$$C_1 = \frac{X_{\text{ЭК}}}{X_{4.2}} = 0,85$$

$$X_{4.3} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_1} = 0,59$$

$$X_{4.4} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_2} = 6,372$$

$$X_{4.5} = \frac{X_{4.3} \cdot X_{4.4}}{X_{4.3} + X_{4.4}} = 0,54$$

$$E_{\text{ЭК3}} = \frac{E_{\text{ЭК1}} \cdot X_{4.4} + E_{\text{ЭК2}} \cdot X_{4.3}}{X_{4.3} + X_{4.4}} = 0,987$$

Подробные расчеты всех сопротивлений приведены в приложении Б.

Находим действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный момент времени по формуле:

$$I_{\text{п0}} = \frac{E_{\text{э}}}{X_{\text{э}}} \cdot I_{\text{баз}}, \quad (36)$$

Со стороны системы получаем следующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{п4.1}} = \frac{0.987}{0.54} \cdot 5.499 = 10.051 \text{ кА}$$

Со стороны нагрузки:

$$I_{\text{п4.2}} = \frac{0.85}{8.537} \cdot 5.499 = 0.548 \text{ кА}$$

Общее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный момент времени для низкой стороны ПС «Алексеевск»:

$$I_{\text{п0к4}} = I_{\text{п4.1}} + I_{\text{п4.2}} = 10.598 \text{ кА}$$

Рассчитанные значения периодической составляющей тока КЗ сведем в таблицу 25.

Таблица 25 – Значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный момент времени

	$I_{\text{п0}}$ со стороны системы, кА	$I_{\text{п0}}$ со стороны нагрузки, кА	$I_{\text{п0}}$, кА
К1	4.223	–	4.223
К2	3.664	–	3.664
К3	3.846	0.303	4.148
К4	10.051	0.548	10.598

Постоянная времени затухания периодической составляющей тока КЗ определяется по формуле:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{3,14 \cdot r_{\Sigma}}, \quad (37)$$

где X_{Σ} - эквивалентное реактивное сопротивление схемы замещения (определяется при условии, что $r_{\Sigma}=0$);

r_{Σ} - эквивалентное активное сопротивление схемы замещения (определяется при условии, что $X_{\Sigma}=0$).

Значения постоянных времени затухания периодической составляющей тока КЗ для рассматриваемых точек приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Значения постоянных времени затухания периодической составляющей тока КЗ

	К1	К2	К3	К4
T_a	0.03	0.03	0.05	0.1

Ударный находим по следующей формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{3} \cdot I_{\Pi 0} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \text{ кА}, \quad (38)$$

Рассчитанные значения ударного тока короткого замыкания в рассматриваемых точках сведем в таблицу 27.

Таблица 27 – Значения ударного тока

	К1	К2	К3	К4
$i_{y\delta}$	10.252	8.894	10.67	28.55

Подробные расчеты приведены в приложении Б.

Результаты расчета токов короткого замыкания запишем в таблицу 28.

Таблица 28 – Токи трехфазного короткого замыкания

Точка короткого замыкания	I_{n0} , кА	T_a , с	i_a , кА	i_{y0} , кА
K1	4.223	0.03	4.28	10.252
K2	3.664	0.03	3.713	8.894
K3	4.148	0.05	4.803	10.67
K4	10.598	0.1	13.562	28.55

Рассчитаем ток однофазного КЗ в точке K1. По нему проверяется заземляющее устройство ПС, а также определяются уставки токовой защиты нулевой последовательности.

Согласно правилу эквивалентности прямой последовательности, ток прямой последовательности особой фазы любого несимметричного КЗ может быть определен как ток при трехфазном КЗ в точке, удаленной от действительной точки КЗ на дополнительное сопротивление, которое не зависит от параметров схемы прямой последовательности и для каждого вида КЗ определяется результирующими сопротивлениями обратной и нулевой последовательностей относительно рассматриваемой точки схемы, а также в общем случае сопротивлением возникшей дуги.

Для однофазного КЗ:

$$I_K^{(1)} = \left(\frac{m^1 \cdot E_\Sigma}{X_{1\Sigma} + \Delta Z^{(1)}} \right) \cdot I_\sigma, \quad (39)$$

где m^1 – коэффициент фазного тока, равный 3;

$X_{1\Sigma}$ – эквивалентное сопротивление прямой последовательности;

$\Delta Z^{(1)}$ – дополнительное сопротивление, определяемое как:

$$\Delta Z^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}, \quad (40)$$

где $X_{2\Sigma}$ – эквивалентное сопротивление обратной последовательности, равное $X_{1\Sigma}$;

$X_{0\Sigma}$ – эквивалентное сопротивление нулевой последовательности.

Сопротивления элементов для схемы нулевой последовательности:

Сопротивление воздушной линии:

Сопротивление нулевой последовательности воздушных линий значительно больше, чем прямой (обратной) последовательности. Рекомендуется принимать это сопротивление, как для воздушной линии с тросами [13]:

– для одноцепной линии $X_{0л} = 3 \cdot X_{л}$;

– для двухцепной линии $X_{0л} = 4.7 \cdot X_{л}$.

Сопротивление нулевой последовательности ЛЭП приведены в таблице 29

Таблица 29 – Сопротивление нулевой последовательности ЛЭП

$X_{0л1}$, о.е.	$X_{0л2}$, о.е.	$X_{0л3}$, о.е.	$X_{0л4}$, о.е.	$X_{0л5}$, о.е.	$X_{0л6}$, о.е.	$X_{0л7}$, о.е.
0,002	0,018	0,061	0,058	0,111	0,093	0,12

Сопротивления обмоток трехобмоточного трансформатора:

$$X_{0ТВ} = X_{ТВ}, \quad (41)$$

$$X_{0ТН} = X_{ТН}, \quad (42)$$

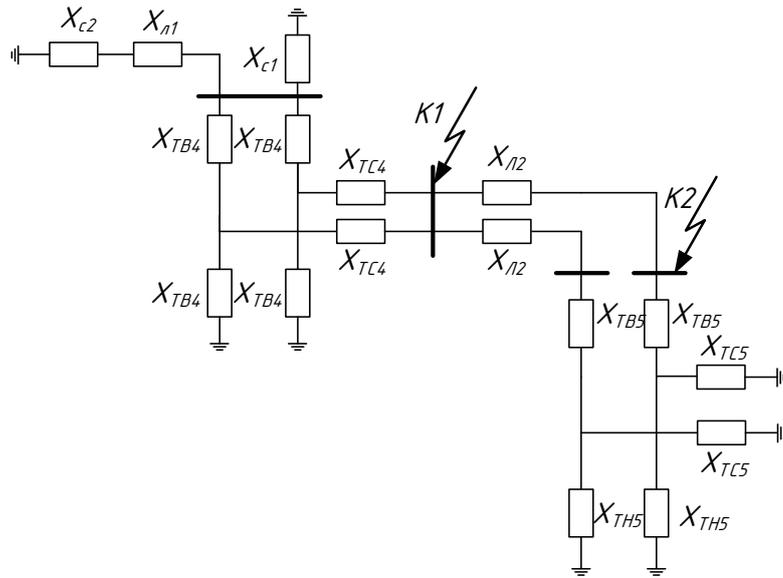


Рисунок 25 – Схема замещения нулевой последовательности

Эквивалентрируем схему замещения нулевой последовательности (рисунки 26, 27, 28,29):

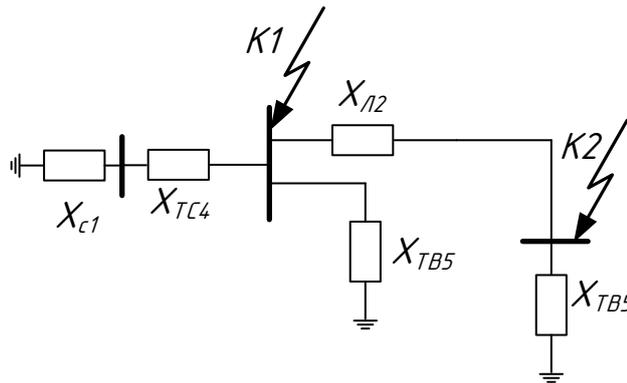


Рисунок 26 – Первый этап преобразования схемы замещения

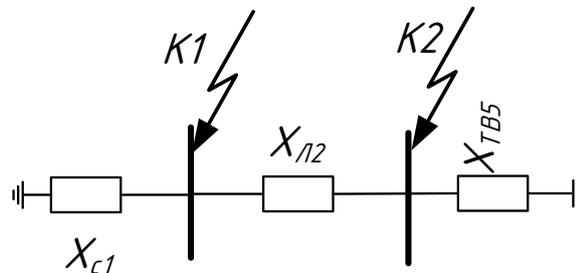


Рисунок 27 – Второй этап преобразования схемы замещения

Для примера рассчитаем однофазный ток КЗ в точке К1:

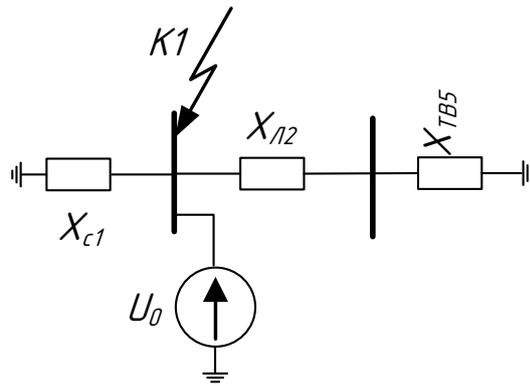


Рисунок 28 – Третий этап преобразования схемы замещения

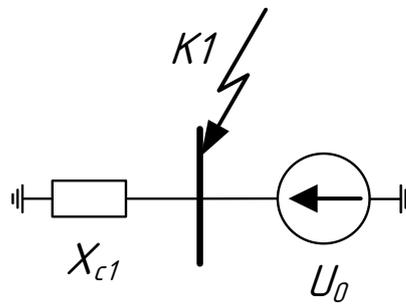


Рисунок 29 – Заключительный этап преобразования схемы замещения

Ток однофазного КЗ:

$$I_{K1}^{(1)} = \left(\frac{3 \cdot 1}{0,119 + (0,119 + 0,14)} \right) \cdot 0,502 = 3,985 \text{ кА}$$

Подробный расчет токов короткого замыкания показан в приложении Б.

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ АЛЕКСЕЕВСК

4.1 Разработка однолинейной схемы ПС Алексеевск

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанций, так как он определяет состав элементов и связей между ними[28].

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования:

- обеспечить наглядность и экономичность;
- обеспечить возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ;
- удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и т.д.

В связи с тем, что подавляющее большинство потребителей имеет 1 и 2 категорию надежности по электроснабжения, а ПС является ответственной, выбираем схему 4Н – два блока с выключателями и неавтоматизированной перемычкой со стороны линии.

4.2 Конструктивное исполнение ПС Алексеевск

РУ электрических ПС выполняются внутренней и наружной установки и соответственно называются закрытыми и открытыми. Закрытые РУ применяются на напряжениях 3-20 кВ, а также в частных случаях 35-500 кВ при ограниченности площадей под РУ, в случае повышенной загрязненности атмосферы

и при особо тяжелых климатических условиях. Открытые – на напряжениях 35-1150 кВ[6].

РУ 110 и 35 кВ ПС Алексеевск выполняем открытым, а РУ 10 кВ – закрытым. Изоляция на данной ПС должна быть выполнена усиленной, шинные конструкции подлежат обязательной окраске [6].

4.3 Выбор комплектных распределительных устройств

На низкую сторону выбираем закрытое распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63, предназначенное для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 Гц и 60 Гц напряжением 10(6) кВ.

Распределительное устройство закрытого типа 10 кВ изготавливается в виде блочно-модульного здания со встроенными в него КРУ серии СЭЩ 63 и применяется:

- для комплектации трансформаторных подстанций 35/10(6) в качестве вводных устройств;
- для комплектования трансформаторных подстанций 110/35/10(6), 220/35/6(10) кВ в качестве распределительных устройств низкого напряжения (10 кВ);
- в качестве отдельностоящих РУ 10 кВ;
- в качестве пунктов секционирования в сетях 10 кВ.

РУ серии СЭЩ-63 могут располагаться внутри помещений или в утепленных блочно-модульных зданиях контейнерного типа заводской готовности.

На низкую сторону выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ 63, предназначенное для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц и 60 Гц на напряжение 10(6) кВ. Основные параметры КРУ приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Основные параметры КРУ серии КРУ СЭЩ 63

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10(6)
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12(7,2)
Номинальный ток главных цепей шкафа КРУ, А	630; 1250; 1600, 2500
Номинальный ток сборных шин	1000; 1600; 2000; 3150
Ток термической стойкости	20; 31.5
Ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ	51; 81
Виды линейных высоковольтных подсоединений КРУ	Шинные, кабельные, воздушные
Наличие в КРУ выкатных элементов	С выкатными элементами

4.4 Выбор и проверка выключателей

Выключатели высокого напряжения могут быть выбраны элегазовые (от 6 до 750 кВ) и вакуумные (до 35 кВ) [13].

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (43)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}, \quad (44)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения;

$I_{ном}$ – номинальный ток аппарата.

Для большинства аппаратов должно соблюдаться условие динамической устойчивости:

$$i_{np.скв} \geq i_{уд}, \quad (45)$$

где $i_{np.скв}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата;

$i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания.

Для установки на ОРУ 110 кВ для ПС «Амурская» выбираем элегазовый выключатель ВЭБ – УЭТМ - 110 со встроенными трансформаторами тока ТВГ - УЭТМ завода «Уралэлектротяжмаш».

Выключатели серии ВЭБ предназначены для выполнения включений и отключений электрических цепей при рабочих и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока.

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (46)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

На напряжении 110 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом, время отключения определяется по формуле:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{с.в.}, \quad (47)$$

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания микропроцессорной релейной защиты, равная 0,3 с;

$t_{с.в.}$ – полное время отключения выключателя, не более 0,06 с.

Также необходимо удостовериться в возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (48)$$

где $\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя;

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ по формуле (48). Расчет представлен в приложении В.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 31.

Таблица 31 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-УЭТМ-110.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 2500$ А	$I_{раб.мах} = 210$ А
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 102$ кА	$i_{уд} = 10,252$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² ·с	$B_{к} = 6,955$ кА ² ·с
$I_{вкл} \geq I_{n0}$	$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{n0} = 4,224$ кА
$I_{откл.ном} > I_{n0}$	$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{n0} = 4,224$ кА
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{а.ном} = 22,63$ кА	$i_{ат} = 4,28$ кА

Для ОРУ 110 кВ ПС Алексеевск выбираем аналогичный выключатель. Расчет представлен в приложении В.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 32.

Таблица 32 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-УЭТМ-110.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 2500$ А	$I_{раб.мах} = 210$ А
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 102$ кА	$i_{уд} = 8.894$ кА
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800$ кА ² ·с	$B_{к} = 5,236$ кА ² ·с
$I_{вкл} \geq I_{н0}$	$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{н0} = 3,664$ кА
$I_{откл.ном} > I_{н0}$	$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{н0} = 3,664$ кА
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{а.ном} = 22,63$ кА	$i_{ат} = 3.713$ кА

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

Для установки на ОРУ 35 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВБС – 35–25/1250 со встроенными трансформаторами тока ТОЛ-Ш-П-УХЛ1 .

Проверку по термической и динамической устойчивости проводят аналогично по формулам (45-46).

Максимальный ток проходит через вводные выключатели. Остальные выключатели выбираем по нему. Максимальный рабочий ток по формуле (44). Расчет представлен в приложении В.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 33.

Таблица 33 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВБС–35–25/1250.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1250$ А	$I_{раб.мах} = 660$ А
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 64$ кА	$i_{уд} = 10.67$ кА
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875$ кА ² ·с	$B_{к} = 6.71$ кА ² ·с
$I_{вкл} \geq I_{н0}$	$I_{вкл} = 25$ кА	$I_{н0} = 4,148$ кА
$I_{откл.ном} > I_{н0}$	$I_{откл.ном} = 25$ кА	$I_{н0} = 4,148$ кА
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{а.ном} = 14,14$ кА	$i_{ат} = 4,803$ кА

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

Для установки на КРУ 10 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000 (согласно комплектации КРУ).

Проверку по термической и динамической устойчивости проводят аналогично по формулам (45-46).

Максимальный ток проходит через вводные выключатели. Остальные выключатели выбираем по нему. Максимальный ток по формуле (44). Расчет представлен в приложении В.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 34.

Таблица 34 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1600.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{раб.мах} = 479$ А
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 52$ кА	$i_{уд} = 28,55$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200$ кА ² ·с	$B_k = 27,15$ кА ² ·с
$I_{вкл} \geq I_{n0}$	$I_{вкл} = 20$ кА	$I_{n0} = 10,598$ кА
$I_{откл.ном} > I_{n0}$	$I_{откл.ном} = 20$ кА	$I_{n0} = 10,598$ кА
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{а.ном} = 14,14$ кА	$i_{ат} = 13,562$ кА

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

4.5 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предполагают отключение цепей, по которым протекает ток.

Проверку по термической и динамической устойчивости проводят аналогично как и для выключателей по формулам (45-46).

Для ОРУ 110кВ ПС «Амурская» выбираем разъединители горизонтально-поворотного типа РГ-110. Расчеты преведены в приложении В.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГ-110 представлено в таблице 35.

Таблица 35 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГ--110

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{раб.мах} = 190$ А
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 80$ кА	$i_{уд} = 8,894$ кА
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2977$ кА ² ·с	$B_{к} = 5,236$ кА ² ·с
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 992$ кА ² ·с	$B_{к} = 5,236$ кА ² ·с

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

Разъединители устанавливаем на высокой и на средней сторонах. ПС «Алексеевск». На ОРУ 110кВ Выбираем разъединители аналогичные тем, которые были выбраны на СН 110кВ подстанции «Амурская»

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГ-110 представлено в таблице 36.

Таблица 36 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГ-110

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{раб.мах} = 426$ А
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 50$ кА	$i_{уд} = 10,67$ кА
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200$ кА ² ·с	$B_{к} = 6.71$ кА ² ·с
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 400$ кА ² ·с	$B_{к} = 6.71$ кА ² ·с

На ОРУ 35 кВ выбираем разъединители типа РГ-35

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГ-35 представлено в таблице 37.

Таблица 37 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГ-35

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 426 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,67 \text{ кА}$
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 6.71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 6.71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_{2ном} \geq Z_2, \quad (49)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (50)$$

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

I_2 – вторичный ток ТТ, равный 5 А.

Индуктивное сопротивление токовых цепей на много меньше активного, поэтому

$$Z_2 \approx R_2, \quad (51)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, сопротивления соединительных проводов $R_{пр}$ и сопротивления контактов $R_{к}$ и определяется по формуле:

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{к}, \quad (52)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, нужно знать типы измерительных приборов и их количества, подключаемых во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Минимальные сечения должны быть: для меди $2,5 \text{ мм}^2$, 4 мм^2 для алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 [23]. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{пр} = R_{пр}$. Состав вторичной нагрузки ТТ ВН приведен в таблице 38.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020-5	4	4	4
ИТОГО		4	4	4

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие (49).

На стороне ВН применим трансформаторы тока типа ТВГ-УЭТМ-110, встроенные в выключатели ВЭБ-УЭТМ-110. Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле (52):

$$Z_{2ном} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 1,155 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - \Sigma R_{приб} - R_{к}, \quad (53)$$

где $R_{пр}$ – сопротивление проводов;

$Z_{2ном}$ – допустимое сопротивление нагрузки на ТТ;

$\Sigma R_{приб}$ – суммарное сопротивление приборов, подключенных к ТТ на стороне ВН, определяется по формуле:

$$\Sigma R_{приб} = \frac{\Sigma S_{приб}}{I_2^2}, \quad (54)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{к} = 0,05 \text{ Ом}$ [13].

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{пр}}, \quad (55)$$

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

$\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 39.

Таблица 39 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_{ном}$, кВ	l , м
110	60
35	48
10	4

Расчет приведен в приложении В.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 40.

Таблица 40 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб. max}$	$I_{ном} = 300$ А	$I_{раб. max} = 201$ А
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 1,155$ Ом	$Z_2 = 0,64$ Ом
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{уд} = 8,894$ кА
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800$ кА ² ·с	$B_k = 5,236$ кА ² ·с

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

На стороне СН применим трансформаторы тока типа ТОЛ-35, встроенные в выключатели ВПС-35. Состав вторичной нагрузки на стороне СН трансформатора тока приведена в таблице 41 .

Таблица 41 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Ячейка вводного выключателя				
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0

1	2	3	4	5
Амперметр	СА3020-5	4	4	4
Ваттметр	СР3020-5	0	5	0
Варметр	СР3020-5	0	0	5
ИТОГО		4,2	9	9
Ячейка линейного выключателя				
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Амперметр	СА3020-5+	4	4	4
ИТОГО		4,2	4	4
Ячейка секционного выключателя				
Амперметр	СА3020	4	4	4
ИТОГО		4	4	4

Проверка принятых трансформаторов тока осуществляется аналогично проверке трансформатора тока на стороне ВН по формулам (43-46, 49). Расчет представлен в приложении В.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 42.

Таблица 42 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Вводной выключатель		
Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 613 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,64 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,67 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 6,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Линейный выключатель		
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 526 \text{ А}$

1	2	3
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,668 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,67 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 6,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Секционный выключатель		
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 305 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,66 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,67 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 6,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ 10 (согласно комплектации КРУ). Состав вторичной нагрузки трансформатора тока на стороне НН приведен в таблице 43.

Таблица 43 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Ячейка вводного выключателя				
Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Амперметр	СА3020	4	4	4
Ваттметр	СР3020		5	0
Варметр	СР3020	0	0	5
ИТОГО		9,2	9	9
Ячейка линейного выключателя				
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Амперметр	СА3020	4	0	4

1	2	3	4	5
ИТОГО		4,2	0	4
Ячейка секционного выключателя				
Амперметр	СА3020	4	4	4
ИТОГО		4	4	4
Ячейка ТСН				
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Амперметр	СА3020	4	4	4
ИТОГО		4,1	4	4

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично проверке трансформатора тока на стороне СН по формулам (43-46, 49). Расчет представлен в приложении В.

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

Таблица 44 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Вводной выключатель		
Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 948 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,33 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,55 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 43,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Линейный выключатель		
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 79 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,278 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 20 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,3 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 43,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

1	2	3
Секционный выключатель		
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 474 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,27 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,55 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{\kappa}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 43,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Ячейка ТСН		
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 50 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 7,76 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,274 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,38 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{\kappa}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 43,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

При выборе трансформаторов напряжения должно соблюдаться условие:

$$S_{2расч} \leq S_{2ном}, \quad (56)$$

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

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

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 45.

Таблица 45 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

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

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

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения – ЗНОГ-110-УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 46.

Таблица 46 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор		Тип	Количество	S, В·А
1	Вольтметр	СВ3020	1	4
2	Вольтметр трехфазный	СВ3021	1	4
3	Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	2	1
4	Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	2	1
5	Ваттметр	СР3020	1	5
6	Варметр	СР3020	1	5
7	Частотомер	СС3021	1	4

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{2расч} = 4 + 4 + 2 \cdot 1 + 2 \cdot 1 + 5 + 5 + 4 = 26 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 47.

Таблица 47 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2ном} = 30 \text{ ВА}$	$S_{2расч} = 22 \text{ ВА}$	$S_{2расч} \leq S_{2ном}$

На сторону СН выбираем трансформатор напряжения – ЗНОМ-35-УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 48.

Таблица 48 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор		Тип	Количество	S, В·А
1	Вольтметр	СВ3020	1	4
2	Вольтметр трехфазный	СВ3021	1	4
3	Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	2	1
4	Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	2	1
5	Ваттметр	СР3020	1	5
6	Варметр	СР3020	1	5

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{2расч} = 4 + 4 + 2 \cdot 1 + 2 \cdot 1 + 5 + 5 = 22 \text{ ВА}$$

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

Таблица 49 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2ном} = 90 \text{ ВА}$	$S_{2расч} = 22 \text{ ВА}$	$S_{2расч} \leq S_{2ном}$

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

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения в соответствии с комплектацией КРУ – НАМИ-СЭЦ-10.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 50.

Таблица 50 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Количество	S, В·А
1	Вольтметр	1	4
2	Вольтметр трехфазный	1	4
3	Счетчик АЭ	8	1
4	Счетчик РЭ	7	1
5	Ваттметр	1	5
6	Варметр	1	5

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{2расч} = 4 + 4 + 8 \cdot 1 + 7 \cdot 1 + 5 + 5 = 33 \text{ ВА}$$

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

Таблица 51 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2ном} = 45 \text{ ВА}$	$S_{2расч} = 33 \text{ ВА}$	$S_{2расч} \leq S_{2ном}$

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

4.8 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше обычно применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминевыми проводами марки АС или проводами трубчатого сечения. Гибкие провода применяются

также для соединения силовых трансформаторов с ОРУ. В данном варианте проектирования гибкая ошиновка используется на только стороне 110 кВ.

Выбор сечения шин производится по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}}, \quad (57)$$

На ОРУ 110 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами аналогичной марки и сечением что и питающие линии (АС-150/24). Выполним проверку по допустимому току:

$$201 \leq 450 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \leq q, \quad (58)$$

где C – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{5,236}}{90} = 25,42 \text{ мм}^2,$$

$$25,42 \leq 185 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при $I_{\text{п0}}^{(3)} \geq 20$ кА. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 3,664 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится [13].

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колеба-

ний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений [13].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (59)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (60)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз напряженность на среднем проводе примерно на 7 % больше величин, определяемых по формуле (60).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (61)$$

Итак, для провода марки АС-185 критическая напряженность электрического поля будет равна:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}} \right) = 33,04 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,855 \cdot \lg \frac{500}{0,855}} = 16,5 \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно условию (61):

$$1,07 \cdot 16,5 \leq 0,9 \cdot 33,04,$$

$$17,66 \leq 29,74.$$

Условие выполняется, а значит коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-150/24 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ.

На ОРУ 35 кВ будем использовать жесткую ошиновку, выполненную алюминиевыми однополюсными шинами в виде труб марки АДО. Выполним проверку по допустимому току:

Максимальный ток на стороне СН в послеаварийном режиме:

$$I_{max} = 550 \text{ А};$$

Сечение шин определяем по допустимому току:

$$I_{доп} = I_{доп.ном} \cdot \sqrt{\frac{\Theta_{доп} - \Theta_0}{\Theta_{доп} - \Theta_{0,ном}}}, \quad (62)$$

где $\Theta_{доп}$ – допустимая температура для неизолированных проводов и окрашенных шин, равная $70 \text{ }^\circ\text{C}$;

Θ_0 – действительная температура воздуха, принимаем $40 \text{ }^\circ\text{C}$;

$\Theta_{0,ном}$ – номинальная температура эксплуатации шин, равная $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Параметры алюминиевой шины:

$$D = 40 \text{ мм}; d = 35 \text{ мм}; S = 295 \text{ мм}^2; I_{доп.ном} = 850 \text{ А.}$$

Тогда:

$$I_{дон} = 850 \cdot \sqrt{\frac{70 - 40}{70 - 25}} = 694 \text{ А.}$$

Сечение шин проходит по допустимому току.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \leq q, \quad (63)$$

где $C = 90$ – для АДО [13];

$$q_{min} = \frac{\sqrt{6.71}}{90} = 28,8 \text{ мм}^2,$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шин будет превышать 200 Гц:

$$l_f = \sqrt{\frac{173,2}{f}} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (64)$$

где J – момент инерции шины, см^4 ;

q – поперечное сечение шины, см^2 .

Момент инерции для шины круглого сечения определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}, \quad (65)$$

$$J = \frac{\pi(4^4 - 3,5^4)}{64} = 12 \text{ см}^4.$$

$$l_f = \sqrt{\frac{173,2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{12}{2,95}} = 1,32 \text{ м}$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,32 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a}, \quad (66)$$

где $i_{y\partial}$ – ударный ток на шине, А;

a – расстояние между фазами, м.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{10670^2}{1,2} = 16,4 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{\text{доп}}$, для материала шины АДО = 89 МПа), определим это напряжение:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot l_{np}^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (67)$$

где l_{np} – длина пролета между опорными изоляторами, м;

W_{ϕ} – момент сопротивления шины для шины круглого сечения, который определяется:

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}, \quad (68)$$

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot (4^4 - 3,5^4)}{32 \cdot 4} = 5,98 \text{ см}^3.$$

$$\sigma_{расч} = \frac{16,4 \cdot 1,3^2}{10 \cdot 5,98} = 0,618 \text{ МПа}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$, можно сказать, что шины механически прочны.

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

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно [19] расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (69)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}, \quad (70)$$

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (71)$$

Для шин 10 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 8-35-2 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб 8кН по формуле (70):

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

Высота изолятора равна $H_{из} = 440 \text{ мм}$.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб по формуле (71):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{10670^2}{1.2} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 24,6 \text{ Н.}$$

Проверка: $F_{расч} \leq F_{дон}$

Таким образом, ОСК 8-35-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

В закрытых РУ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими шинами.

Максимальный ток на стороне НН в послеаварийном режиме:

$$I_{max} = 484 \text{ А;}$$

На низкой стороне выбираем алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АД31Т:

$$d = 60 \times 6 \text{ мм; } S = 360 \text{ мм}^2; I_{дон.ном} = 870 \text{ А.}$$

Сечение шин определяем по допустимому току определяется по формуле (62):

$$I_{дон} = 870 \cdot \sqrt{\frac{70 - 40}{70 - 25}} = 710 \text{ А.}$$

Сечение шин проходит по допустимому току.

Минимальное сечение по условию термической стойкости определяется по формуле (63):

$$q_{min} = \frac{\sqrt{43.82}}{82} = 80,7 \text{ мм}^2,$$

где $C = 82$ — для АД31Т;

Момент инерции для плоских шин определяем по формуле:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \tag{72}$$

$$J = \frac{0,6 \cdot 6^3}{12} = 10,8 \text{ см}^4.$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шин будет превышать 200 Гц по формуле(64):

$$l_f = \sqrt{\frac{173,2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{10,8}{3,6}} = 1,22 \text{ м}$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,22 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины по формуле (66):

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{28550^2}{0,8} = 176,5 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{дон}$, для материала шины АДЗ1Т = 89 МПа), определим это напряжение по формуле (67):

$$\sigma_{расч} = \frac{176,5 \cdot 0,8^2}{10 \cdot 3,6} = 3,138 \text{ МПа}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{дон} = 89 \text{ МПа}$, можно сказать, что шины механически прочны.

В КРУ 10 кВ используется жесткая ошиновка, проходящая между стенками отдельных ячеек. Необходимо лишь выполнить проверку номинальных параметров шин по основным условиям:

- по максимальному длительно допустимому току;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости;

Для удобства сведем в таблицу расчетные и каталожные данные. Сопоставление данных для КРУ 10 кВ представлено в таблице 52.

Таблица 52 – Каталожные и расчетные данные шин в КРУ-СЭЩ-63.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 484 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,55 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 42,82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вся устанавливаемая в КРУ жесткая ошиновка прошла проверку.

Опорные изоляторы выбираются аналогично выбору изоляторов на 35кВ.

Для шин 10 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н) по формуле (70):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 12000 = 7500 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 215$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб по формуле (71):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{28550^2}{0,8} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 176,5 \text{ Н}.$$

Проверка: $F_{расч} \leq F_{дон}$

Таким образом, ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

Проходные изоляторы выбираются по напряжению, допустимому току и допускаемой механической нагрузке.

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \tag{73}$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}; \tag{74}$$

$$I_{ном} \geq I_p, \tag{75}$$

$$I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

Для КРУ 10 кВ, согласно с комплектацией, выбираем проходные изоляторы ИППУ 10/4000-30-А4 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб по формуле (70):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н};$$

$$I_{ном} = 4000 \text{ А};$$

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) по формуле (71):

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{28550^2}{0,8} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 88,2 \text{ Н};$$

Проверка: $F_{расч} \leq F_{дон}$.

4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

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

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

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд. Нагрузки собственных нужд представлены в таблице 53.

Таблица 53 – Определение нагрузок собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos \varphi$	Нагрузка	
	кВт×п	Всего		$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВар
Охлаждение ТДТН – 40000/110/35	5×8	40	0,85	40	44,721
Подогрев ВЭБ - 110	6,41×2	12,82	1	12,82	
Подогрев ВБС - 35	3,5×5	17,5	1	17,5	
Подогрев КРУ 10 кВ	10	10	1	10	
Освещение	10	10	1	10	
Насосы пожаротушения	50	50	0,85	50	31
Вентиляция	15	15	0,85	15	9,3
Итого				141,82	67,57

Расчетную нагрузку определяем по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (76)$$

где k_c – коэффициент спроса, равный 0,8.

Расчетная нагрузка составляет:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{155,32^2 + 85,02^2} = 141,65 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке два трансформатора ТСЗ – 160/10.

4.10 Выбор и проверка ОПН

Ограничители перенапряжения (ОПН) относятся к высоковольтным аппаратам, предназначенным для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбор ОПН производится в два этапа:

- 1) предварительный выбор;
- 2) после изучения влияющих факторов, окончательный выбор.

Главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ограничителей, является длительное допустимое рабочее напряжение на аппарате.

Также, одним из основных параметров, определяющих электрические характеристики ОПН, является величина импульсного (разрядного) тока I_p , допустимого через варисторы. При значениях тока больше допустимого I_p для выбранных варисторов может произойти их перекрытие по боковой поверхности, что недопустимо.

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

- 1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}}, \quad (77)$$

По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p.}}{K_B}, \quad (78)$$

где K_B – коэффициент зависимости от времени τ (ГОСТ Р 53735.5).

2) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_K \leq I_{разр}, \quad (79)$$

$$\text{где } I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B};$$

U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН;

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли.

Определим энергию, поглощаемую ОПН 110 кВ:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{(U_{\max} - U_{ост})}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (80)$$

где U_{\max} – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, кВ ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом ;

T – время распространения волны, мкс;

n – количество последовательных токовых импульсов.

$$T = \frac{L}{V}, \quad (81)$$

где L – длина линии, км;

V – скорость распространения волны.

$$U_{max} = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (82)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте её возникновения, кВ;

k – коэффициент полярности, равный $0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода питающей линии.

$$U_0 = U_{50\% \text{ разр}}, \quad (83)$$

где $U_{50\% \text{ разр}}$ – 50 % разрядное напряжение изоляции при стандартном грозовом импульсе, кВ;

Энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (84)$$

По зависимости \mathcal{E}^* от отношения $\frac{U_{ост}}{U_{ном}}$ (обозначают K_B или T) определяют класс энергоемкости ОПН.

Для ОПН 110 кВ:

$$U_{max} = \frac{352}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 352} = 308,6 \text{ кВ}$$

$$T = \frac{2}{300000} = 6,67 \text{ мкс}$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{(308 - 232)}{506} \right) \cdot 232 \cdot 2 \cdot 6,67 \cdot 1 = 464,8 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{464,8}{110} = 4,22 \text{ кДж/кВ}$$

Выбираем ОПН с классом энергоемкости 3.

Энергию, поглощаемая ОПН-35 кВ:

$$W = 0,5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0,82 \cdot U_{н.р})^2 - (1,77 \cdot U_{н.д})^2], \quad (85)$$

где C – емкость кабеля или конденсаторной батареи, Ф;

K_n – кратность ПН, равная 4;

$U_{н.р}$ – наибольшее рабочее напряжение сети или оборудования, кВ;

$U_{н.д}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН, кВ.

Для ОПН 35 кВ:

$$W = 0,5 \cdot 0,000253 \cdot [(4 \cdot 0,82 \cdot 38,5)^2 - (1,77 \cdot 40,5)^2] = 1,37 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{1,37}{35} = 0,04 \text{ кДж/кВ}$$

Выбираем ОПН с классом энергоемкости 1.

Для ОПН 10 кВ:

$$W = 0,5 \cdot 0,00076 \cdot [(4 \cdot 0,82 \cdot 11)^2 - (1,77 \cdot 12)^2] = 0,32 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{0,32}{10} = 0,032 \text{ кДж/кВ}$$

Выбираем ОПН с классом энергоемкости 1.

Осуществляем предварительный выбор, на стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-РК-110/56-10-680 УХЛ 1, выпускаемые компанией «Таврида Электрик», с классом напряжения 110 кВ, наружной установки.

Основные характеристики ОПН представлены в таблице 54.

Таблица 54 – Основные характеристики ОПН на стороне 110 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	73
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$, кВ	181
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	680
Полная энергоемкость W_c , кДж	540,2
Длина пути утечки внешней изоляции, см	315

На стороне СН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-РК-35/40,5-10-680 УХЛ 1 с классом напряжения 35 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 55.

Таблица 55 – Основные характеристики ОПН на стороне 35 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	40,5
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$, кВ	92,5
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	680
Полная энергоемкость W_c , кДж	299,7
Длина пути утечки внешней изоляции, см	125

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ 2 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 56.

Таблица 56 – Основные характеристики ОПН на стороне 10 кВ.

Характеристика	Значение
1	2
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	12
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$, кВ	31,3
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	250
Полная энергоемкость W_c , кДж	36
Длина пути утечки внешней изоляции, см	18

Произведем проверку выбранных ОПН (предварительный выбор).

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

Для ОПН 110 кВ:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} \rightarrow 73 \geq 66,7 \text{ кВ}$$

Для ОПН 35 кВ:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{35}{\sqrt{3}} \rightarrow 40,5 \geq 21,21$$

Для ОПН 10 кВ:

$$U_{н.р.о} \geq 1,05 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} \rightarrow 12 \geq 6,1 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

Для ОПН 110 кВ:

$$73 \leq \frac{100}{1,3} \rightarrow 73 \leq 76,92 \text{ кВ}$$

Для ОПН 35 кВ:

$$40,5 \leq \frac{50}{1,23} \rightarrow 40,5 \leq 40,65 \text{ кВ}$$

Для ОПН 10 кВ:

$$12 \leq \frac{15}{1,23} \rightarrow 12 \leq 12,2 \text{ кВ}$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

Для ОПН 110 кВ:

$$I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}, \quad (86)$$

$$I_K = \frac{308 - 232}{506} = 0,15 \text{ кА}$$

$$0,15 \leq 10 \text{ кА}$$

Для ОПН 35 кВ:

$$I_K = \frac{130 - 92,5}{510} = 0,07 \text{ кА}$$

$$0,07 \leq 10 \text{ кА}$$

Для ОПН 10 кВ:

$$I_K = \frac{80 - 31,3}{10} = 4,87 \text{ кА}$$

$$4,87 \leq 10 \text{ кА}$$

ОПН для 110, 35 и 10 кВ проходят предварительную проверку.

Далее осуществляется окончательный выбор, чтобы убедиться в надежности выбранных ОПН.

Окончательный выбор ОПН производится с учетом требований ПУЭ, ПТЭ, руководящих указаний по защите от перенапряжений, а также неэлектрических воздействий. К последним весьма условно можно отнести:

- взрывобезопасность, длину пути утечки внешней изоляции ОПН, механические воздействия, климатическое исполнение и категорию размещения, температуру окружающей среды, а также вибрации, допустимый уровень частичных разрядов.

Для сетей до 220 кВ наиболее опасными являются грозовые перенапряжения, поэтому проверку характеристик по квазистационарным перенапряжениям проводит не обязательно.

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \geq W_c, \quad (87)$$

Для ОПН 110 кВ с 3 классом энергоемкости:

$$5,8 \cdot 100 \geq 464,8 \text{ кДж} \rightarrow 580 \geq 464,8 \text{ кДж}$$

Для ОПН 35 кВ с 1 классом энергоемкости:

$$1,1 \cdot 50 \geq 1,37 \text{ кДж} \rightarrow 55 \geq 1,37 \text{ кДж}$$

Для ОПН 10 кВ с 1 классом энергоемкости:

$$1,1 \cdot 15 \geq 0,32 \text{ кДж} \rightarrow 16,5 \geq 0,32 \text{ кДж}$$

Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям:

$$A_{сп110} = \frac{U_{исп} - U_{ост.зр}}{U_{исп}} = \frac{308 - 232}{308} = 0,27 \geq 0,25 - \text{ для ОПН 110 кВ}$$

$$A_{сп35} = \frac{U_{исп} - U_{ост.зр}}{U_{исп}} = \frac{130 - 92,5}{130} = 0,29 \geq 0,25 - \text{ для ОПН 35 кВ}$$

$$A_{сп10} = \frac{U_{исп} - U_{ост.зр}}{U_{исп}} = \frac{80 - 31,3}{80} = 0,6 \geq 0,25 - \text{ для ОПН 10 кВ}$$

2) Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн110} = \frac{U_{дон} - U_{ост.к}}{U_{дон}} = \frac{280 - 232}{280} = 0,17 \geq 0,15 - \text{ для ОПН 110 кВ}$$

$$A_{вн35} = \frac{U_{дон} - U_{ост.к}}{U_{дон}} = \frac{120 - 92,5}{120} = 0,23 \geq 0,15 - \text{ для ОПН 35 кВ}$$

$$A_{вн10} = \frac{U_{дон} - U_{ост.к}}{U_{дон}} = \frac{46 - 31,3}{36} = 0,41 \geq 0,15 - \text{ для ОПН 10 кВ}$$

Ток короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН:

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.}, \quad (88)$$

$$3,664 \leq 40 \text{ кА} - \text{ для } 110 \text{ кВ}$$

$$4,148 \leq 40 \text{ кА} - \text{ для } 35 \text{ кВ}$$

$$10,6 \leq 20 \text{ кА} - \text{ для } 10 \text{ кВ}$$

Таким образом, в результате окончательной проверки выбранные ОПН соответствуют предъявленным условиям.

4.11 Разработка заземления и молниезащиты ПС Алексеевск

4.11.1 Конструктивное исполнение заземления ПС Алексеевск и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения [23].

В электроустановках заземляются корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнить своих функций или нарушается режим работы электроустановки.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью ОПН, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители. В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы, металлические и железобетонные конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землёй, свинцовые оболочки кабелей, подземные металлические сооружения. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках.

В соответствии с [19] все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землей. Заземляющее устройство электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью должно отвечать условию $R < 0,5$ Ом [19].

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Для выполнения горизонтальных заземлителей используем стальные прутки диаметром $d_{гор} = 10$ мм (площадь сечения $-F = 78,5$ мм²), уложенные на глубину $t_{вер} = 0,7$ м. Вертикальные заземлители выполняем из таких же прутков длиной $l_{вер} = 2$ м.

Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, создавая заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование [8]. Расчет заземления приведен в приложении Г.

Сопротивление подстанции не превышает 0,5 Ом, что соответствует требованиям [19].

4.11.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, 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.

Вся территория проектируемых подстанций должна быть защищена от прямых ударов молнии [8].

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях [8].

Защита ОРУ 110 кВ подстанции «Алексеевск» от прямого удара молнии осуществляется четырьмя молниеотводами, установленными на линейных порталах. За защищаемый объект принимаем линейный портал высотой $h_1 = 11,35$ м.

Расстояние между молниеотводами 1-2-3 и 4-5-6 равно 27 м, а между – 1-

4, 2-5, 3-6 равно 40 метров. Расчет молниезащиты и выбор параметров молние-приемников приведен в приложении.

Система молниеотводов образована многократными стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория ОРУ полностью защищено от прямых ударов молнии, на высоте 11,35 метров все элементы на ОРУ находятся внутри соответствующих зон защиты. На рисунке изображены зона молниезащиты на уровне защищаемого объекта.

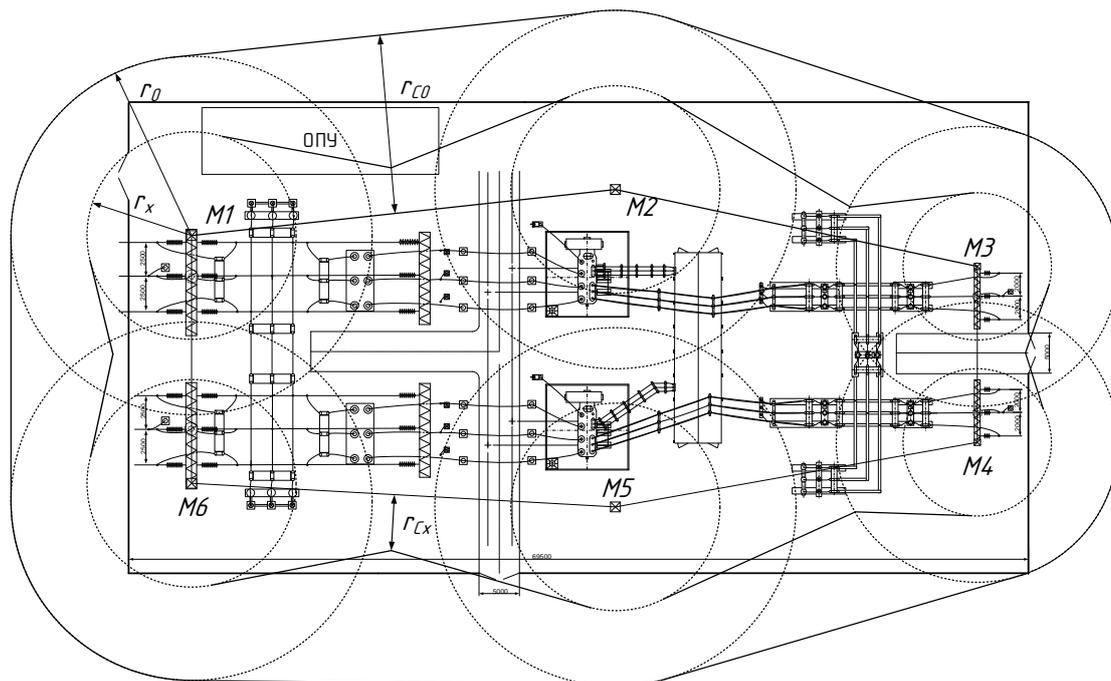


Рисунок 30 – Зона молниезащиты на уровне защищаемого объекта

4.12 Релейная защита и автоматика воздушной линии напряжением 110 кВ

На одиночных линиях, имеющих питание с двух сторон, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена многоступенчатая дистанционная защита, используемая в качестве основной для линий напряжением не более 220кВ.

В качестве дополнительной защиты будем использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использование токовой отсечки для защиты от ошибочного действия персонала при включении на

трехфазную короткую в защищаемой области, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию по чувствительности (не защищает линии более чем на 20%).

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая направленная или ненаправленная токовая защита нулевой последовательности.

Для линий 110 – 220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит.

Таким образом, принимаем к установке на линии следующие защиты:

- 1) от междуфазных повреждений – ступенчатая дистанционная в качестве основной защиты;
- 2) от однофазных замыканий – токовая защита нулевой последовательности в качестве основной;
- 3) ступенчатая токовая защита – в качестве резервной.

Все выше перечисленные виды защит могут быть реализованы на базе микропроцессорного терминала защиты линии REL 670, производства фирмы «ABB».

4.13 Защита трансформатора на ПС «Алексеевск»

4.13.1 Выбор защит трансформатора

В соответствии с ПУЭ [19], для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах трансформатора ПС 110 кВ «Алексеевск» в качестве основной устанавливается дифференциальная токовая защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. А также МТЗ предусматривает защиту от перегрузки, которая действует на сигнал или на отключение. Также устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при малом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

4.13.2 Продольная дифференциальная токовая защита

Продольная дифференциальная защита трансформатора (автотрансформатора) используется в качестве защиты от всех видов замыканий в обмотках и на выводах при включении на выносные ТТ и должна быть отстроена от бросков тока намагничивания и переходных значений токов небаланса, как в нагрузочном режиме, так и при внешних КЗ [25].

Поскольку дифференциальная защита имеет строго ограниченную область действия ее можно использовать для быстрого отключения, обеспечивая тем самым селективное отключение только неисправного трансформатора или всех объектов, включенных в область защиты. Дифференциальная защита никогда не должна реагировать на повреждения за пределами зоны.

Для защиты трансформаторов применяется блок микропроцессорной релейной защиты RET-670 производства фирмы АВВ. Терминал RET-670 может применяться для защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов.

Так как установка параметров терминала специфична, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя.

Расчет уставок продольной дифференциальной токовой защиты на терминале RET-670 представлен в приложении Д.

4.13.3 Максимальная токовая защита

Для резервирования основных защит трансформатора и резервирования отключения КЗ на шинах НН предусматривается максимальная токовая защита со стороны ВН с возможностью комбинированного пуска по напряжению. Защита использует токи ТТ на стороне ВН и напряжения ТН на стороне НН, а для трехобмоточных трансформаторов еще и напряжения ТН на стороне СН [25].

Для отключения КЗ на шинах НН и для резервирования защит элементов, присоединенных к этим шинам, предусматривается МТЗ в цепи каждого ответвления к выключателю НН трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению [25].

Для трехобмоточных трансформаторов с двухсторонним питанием МТЗ с комбинированным пуском по напряжению устанавливается на каждой стороне трансформатора (при наличии на стороне НН сдвоенного реактора на каждом ответвлении реактора). Блокировка по напряжению осуществляется со стороны НН и СН. Защиты на сторонах ВН и СН резервируют как основные защиты трансформатора, так и отходящие присоединения своей стороны. Выдержки времени защит отстраиваются от времени срабатывания смежных защит.

Повреждение, происходящее за пределами трансформатора, приводит к его перегрузке, которая с большой вероятностью может привести к неисправности трансформатора, если повреждение в сети вовремя не ликвидировать. Трансформатор нужно изолировать от повреждения с помощью реле МТЗ. В небольших трансформаторах реле МТЗ могут также использоваться для защиты от внутренних повреждений. В более мощных трансформаторах такие реле осуществляют резервирование основной защиты. Функция максимальной токовой защиты довольно проста, но ее применение ограничивается нечувствительной уставкой и срабатыванием с большой выдержкой времени, в том случае, если требуется согласование с другими МТЗ. Функцию МТЗ не следует путать с защитой от перегрузки, в которой обычно используют реле с обратозависимой характеристикой выдержки времени, определяемой тепловым состоянием

элементов трансформатора. МТЗ – это селективная защита от системных повреждений, выполняющая функции дальнего резервирования, несмотря на то, что ее уставки могут не отличаться от уставок защиты от перегрузки. Функция не снабжена памятью (теплового состояния) и всегда начинает набор выдержки времени с нуля. Расчет уставок МТЗ приведен в приложении Д.

4.13.4 Защита от перегрузки

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки трансформатора выполняется с помощью МТЗ, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях на отключение, либо разгрузку трансформаторов (автотрансформаторов).

Для защиты трансформатора (автотрансформатора) от длительных перегрузок, вызванных, например, автоматическим подключением нагрузки от АВР, отключением параллельно работающего трансформатора (автотрансформатора), предусматривается защита от перегрузки [25].

На трехобмоточных трансформаторах с равной мощностью обмоток и двусторонним питанием защита от перегрузки устанавливается на обеих питающих сторонах. При неравной мощности обмоток – на всех трехсторонах. В остальных случаях – только со стороны ВН [25].

На трансформатор ставится три ступени защиты от перегрузки:

- на сигнал при небольших перегрузках, в пределах нормы;
- на отключение части потребителей;
- на отключение трансформатора.

Вся защита трансформатора реализована на одном блоке RET 670.

Защита выполняется с выдержкой времени $t_{c.з} = 9 \text{ с}$ [25].

4.13.5 Газовая защита трансформатора

Наиболее характерные повреждения внутри маслонеполненных электрических аппаратов, таких, как, например, трансформатор, это КЗ между обмотками, витковые замыкания, пожар стали магнитопровода и др., как правило, сопровождаются выделением газа в результате разложения масла и других изоля-

ционных материалов или снижением уровня масла. Поэтому защита, реагирующая на эти повреждения, получила название газовой, а реле, на которых она реализована на газовых или струйных реле.

Газовая защита должна устанавливаться на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширительные баки.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью более 6300 кВА.

Действие газовой защиты заключается в том, что она реагирует даже на незначительные повреждения, а также на повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывает разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании защита срабатывала на сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой от повреждений в баке трансформатора. Она реагирует на такие повреждения, как замыкания между витками обмоток, на которые не реагируют другие виды защит из-за недостаточного значения тока, протекающего в обмотках трансформатора, при таком повреждении.

4.14 Расчет и анализ нормальных и после аварийных режимов после реконструкции

Выбранный вариант сети реконструкции электрической сети заключается в строительстве новой ПС напряжением 110/35/10 кВ. Для анализа установившегося режима проведем расчет в ПВК RastrWin3. Параметры нормального максимального режима представлены в таблицах 57-59

Таблица 57 – напряжение в узлах

Номер	Название	U _{ном} , кВ	U _{факт} , кВ	Отклонение напряжение в %
1	2	3	4	5
1	Базовая	35	36.27	3.62
2	Базовая	10	10.39	3.86
3	Базовая	10	10.55	5.55
4	Северная 1	35	36.49	4.26
5	Северная 2	35	36.49	4.26
6	Северная	10	10.27	2.68
7	Северная	10	10.27	2.68
8	Пера	35	36.46	4.16
9	Пера	10	10.50	5.01
10	Пера	10	10.50	5.01
11	Южная 1	35	36.41	4.02
12	Южная 2	35	36.41	4.02
13	Южная	10	10.09	0.87
14	Южная	10	10.16	1.55
15	Восточная 1	35	36.28	3.65
16	Восточная 2	35	36.28	3.65
17	Восточная	10	10.38	3.76
18	Восточная	10	10.44	4.45
19	Стройдетали	35	36.27	3.63
20	Стройдетали	10	10.20	1.99
21	Стройдетали	10	0.00	0.00
22	Заводская 1	35	35.05	0.15
23	Заводская 2	35	35.05	0.15
24	Заводская	10	10.21	2.08
25	Заводская	10	10.21	2.08
26	Алексеевск 1	110	114.85	4.41
27	Алексеевск 2	110	115.03	4.57
28	нейтраль1	110	109.70	-0.27
29	нейтраль2	110	109.75	-0.23
30	Алексеевск 1с	35	36.70	4.86
31	Алексеевск 2с	35	36.73	4.95
32	Алексеевск 1н	10	10.39	3.92
33	Алексеевск 2н	10	10.40	3.96
34	Базованя 2	35	36.27	3.62
35	Пера 2	35	36.45	4.16
100	Амурская	220	225.00	2.27
101	Амурская	220	219.13	-0.39
102	Амурская	110	115.23	4.76
103	Амурская	35	36.51	4.32
111	Амурская	220	219.56	-0.20
112	Амурская	110	115.45	4.95
113	Амурская	35	36.75	5.01

Продолжение таблицы 57

1	2	3	4	5
200	Свободный	220	224.91	2.23
201	Свободный	220	219.12	-0.40
202	Свободный	35	36.63	4.65
203	Свободный	10	10.45	4.50
212	Свободный	35	36.63	4.65

Таблица 58 – Токовая нагрузка ЛЭП

Название ЛЭП	Ток в ветви, А	Длительно допустимый ток	Токовая нагрузка, %
Амурская - Свободный	0.00	375	0.00
Амурская - Свободный	0.00	375	0.00
Амурская - Базовая	101.81	330	30.85
Алексеевск 2с - Северная 2	215.36	450	47.86
Алексеевск 1с - Северная 1	178.60	520	34.35
Северная 2 - Пера	35.34	510	6.93
Северная 1 - Пера 2	35.34	510	6.93
Свободный - Южная 1	149.92	510	29.40
Свободный - Южная 2	149.36	510	29.29
Южная 1 - Восточная 2	42.64	330	12.92
Южная 2 - Восточная 1	42.68	330	12.93
Восточная 2 - Стройдетали	4.80	265	1.81
Амурская - Свободный	56.48	610	9.33

Таблица 59 – Токовая нагрузка трансформаторов

Название	Ток ветви	Длительно допустимый ток	Токовая нагрузка в %
1	2	3	4
Амурская - Амурская	64.47	158.33	40.72
Амурская - Амурская	48.10	300.96	15.98
Амурская - Амурская	17.06	472.00	21.59
Амурская - Амурская	54.59	158.33	34.48
Амурская - Амурская	54.09	300.96	17.97
Свободный - Свободный	56.91	100.53	56.62
Свободный - Свободный	6.38	2100.00	6.36
Свободный - Свободный	50.05	608.46	49.14
Базовая - Базовая	71.69	104.05	68.90
Базовая 2 - Базовая	71.05	104.05	68.28

Продолжение таблицы 59

1	2	3	4
Северная 1 - Северная	103.76	249.96	41.51
Северная 2 - Северная	103.76	249.96	41.51
Пера - Пера	35.34	104.05	33.97
Пера 2 - Пера	35.34	104.05	33.97
Южная 1 - Южная	86.07	249.96	34.43
Южная 2 - Южная	86.06	249.96	34.43
Восточная 2 - Восточная	40.17	104.05	38.60
Восточная 1 - Восточная	40.31	66.06	61.02
Стройдетали - Стройдетали	4.80	104.05	4.61
Заводская 1 - Заводская	57.47	249.96	22.99
Заводская 2 - Заводская	57.47	249.96	22.99
Алексеевск 1 - нейтраль 1	91.57	201.06	45.54
Алексеевск 2 - нейтраль 2	102.97	201.06	51.21
нейтраль 1 - Алексеевск СН 1	59.66	608.46	9.81
нейтраль 2 - Алексеевск СН 2	72.00	608.46	11.83

Рассчитаем послеаварийный режим при отключении одного из трансформаторов на ПС «Амурская». Расчет приведен в таблицах 60-62

Таблица 60 – напряжение в узлах

Номер	Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{факт}}$, кВ	Отклонение напряжение в %
1	2	3	4	5
1	Базовая	35	36.05	3.00
2	Базовая	10	10.66	6.57
3	Базовая	10	10.66	6.58
4	Северная 1	35	36.47	4.20
5	Северная 2	35	36.47	4.20
6	Северная	10	10.26	2.61
7	Северная	10	10.26	2.62
8	Пера	35	36.43	4.09
9	Пера	10	10.66	6.65
10	Пера	10	10.66	6.65
11	Южная 1	35	36.28	3.65
12	Южная 2	35	36.28	3.65
13	Южная	10	10.26	2.60
14	Южная	10	10.26	2.60
15	Восточная 1	35	36.15	3.29
16	Восточная 2	35	36.15	3.29
17	Восточная	10	10.34	3.39

Продолжение таблицы 60

1	2	3	4	5
18	Восточная	10	10.41	4.08
19	Стройдетали	35	36.14	3.26
20	Стройдетали	10	10.01	0.08
21	Стройдетали	10	0.00	0.00
22	Заводская 1	35	35.03	0.09
23	Заводская 2	35	35.03	0.09
24	Заводская	10	10.05	0.53
25	Заводская	10	10.05	0.53
26	Алексеевск 1	110	114.88	4.43
27	Алексеевск 2	110	114.87	4.43
28	нейтраль1	110	109.69	-0.28
29	нейтраль2	110	109.63	-0.34
30	Алексеевск 1с	35	36.69	4.84
31	Алексеевск 2с	35	36.70	4.85
32	Алексеевск 1н	10	10.39	3.90
33	Алексеевск 2н	10	10.38	3.84
34	Базованя 2	35	36.05	3.00
35	Пера 2	35	36.43	4.09
100	Амурская	220	232.00	5.45
101	Амурская	220	219.33	-0.30
102	Амурская	110	115.27	4.80
103	Амурская	35	36.22	3.48
111	Амурская	220	0.00	0.00
112	Амурская	110	115.27	4.79
113	Амурская	35	36.22	3.48
200	Свободный	220	219.94	-0.03
201	Свободный	220	36.75	5.01
202	Свободный	35	10.49	4.90
203	Свободный	10	36.75	5.01
212	Свободный	35	36.05	3.00

Таблица 61 – Токовая загрузка ЛЭП

Название ЛЭП	Ток в ветви, А	Длительно допустимый ток	Токовая загрузка, %
1	2	3	4
Амурская - Свободный	0.00	375	0.00
Амурская - Свободный	0.00	375	0.00
Амурская - Базовая	50.61	330	15.34
Алексеевск 2с - Северная 2	197.68	450	43.93
Алексеевск 1с - Северная 1	196.86	520	37.86
Северная 2 - Пера	35.35	510	6.93
Северная 1 - Пера 2	35.35	510	6.93
Свободный - Южная 1	186.54	510	34.91

Продолжение таблицы 61

1	2	3	4
Свободный - Южная 2	186.54	510	34.91
Южная 1 - Восточная 2	42.63	330	12.92
Южная 2 - Восточная 1	43.00	330	13.03
Восточная 2 - Стройдетали	4.81	265	1.81
Амурская - Свободный	64.03	610	10.56

Таблица 62 – Токовая загрузка трансформаторов

Название	Ток ветви	Длительно допустимый ток	Токовая загрузка в %
Амурская - Амурская	120.80	158.33	76.29
Амурская - Амурская	102.08	300.96	33.92
Амурская - Амурская	18.12	472.00	22.93
Амурская - Амурская	0.00	158.33	0.00
Амурская - Амурская	0.00	300.96	0.00
Свободный - Свободный	0.00	100.53	0.00
Свободный - Свободный	64.41	2100.00	64.07
Свободный - Свободный	6.36	608.46	6.33
Базовая - Базовая	59.60	104.05	58.52
Базовая 2 - Базовая	72.11	104.05	69.31
Северная 1 - Северная	71.47	249.96	68.69
Северная 2 - Северная	103.79	249.96	41.52
Пера - Пера	103.79	104.05	41.52
Пера 2 - Пера	35.35	104.05	33.97
Южная 1 - Южная	35.35	249.96	33.97
Южная 2 - Южная	86.35	249.96	34.55
Восточная 2 - Восточная	86.35	104.05	34.55
Восточная 1 - Восточная	40.30	66.06	38.73
Стройдетали - Стройдетали	40.45	104.05	61.23
Заводская 1 - Заводская	4.81	249.96	4.62
Заводская 2 - Заводская	0.00	249.96	0.00
Алексеевск 1 - нейтраль 1	57.49	201.06	23.00
Алексеевск 2 - нейтраль 2	57.49	201.06	23.00
нейтраль 1 - Алексеевск СН 1	97.02	608.46	48.26
нейтраль 2 - Алексеевск СН 2	97.48	608.46	48.49

В нормальном и аварийном режиме напряжение в узлах не выходит за предельные значения согласно [2]. Токи в ветвях не выходят за длительно допустимые значения.

5 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

5.1 Капитальные вложения

Для создания новых подстанций и электрических сетей, а также их реконструкции и технического перевооружения, необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они расходуются на строительство и монтажные работы, приобретение нового технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ» [30]. Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов капиталовложений при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

При определении фактических цен электросетевого строительства по данным приказа Минстроя на 1 квартал 2019 индекс перехода от базовых цен (коэффициент инфляции) 2000 г. к ценам 2019 г. рекомендуется принимать равным 4,61 [10].

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения.

5.2.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение конструктивных элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж оборудования [30].

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

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от: класса напряжения, типов промежуточных и анкерных опор, сечения провода, числа цепей на опоре и материала опор, а также от наличия или отсутствия больших переходов ВЛ.[30].

Данные по ВЛЭП, с учетом дополнительных затрат проектируемой сети приведены в таблице 63.

Таблица 63 – Параметры линий приведенные 2019 году

Наименование ветви	Марка провода	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии, тыс. руб/км
Амурская – Алексеевс 110кВ	АС – 185/29	5	5793
Алексеевск – Северная 35кВ	АС – 185/29	2	5199

Капитальные затраты в сооружение ВЛЭП будут складываться из следующих составляющих:

1. Базисная стоимость ВЛ.
2. Затраты на вырубку просеки.
3. Затраты на устройство лежневых дорог.
4. Стоимость постоянного отвода земельного участка под опоры ВЛ.

Базисная стоимость воздушных линий рассчитывается по следующей формуле, млн.руб:

$$K_{ВЛЭП} = k_{инф} \cdot k_{тер} \cdot \sum_{i=1}^n C_i \cdot l_{ij}, \quad (89)$$

где $k_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$k_{тер}$ – территориальный коэффициент для Дальнего Востока равный 1,6 [30];

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

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

Стоимость остальных составляющих находится аналогично. Подробный расчет приведен в приложении Е.

5.1.2 Капитальные затраты в сооружение ПС

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на подготовку территории, постоянный отвод земли под подстанцию, приобретение трансформаторов, приобретение основного оборудования РУ ВН, СН и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

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

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ}) \cdot k_{инф} \cdot k_{тер} + K_{ПС.зем\Sigma} \cdot k_{инф}, \quad (91)$$

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

$K_{ТР}$ – капиталовложения в трансформаторы;

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

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

$k_{тер}$ – районный коэффициент для Дальнего востока;

$k_{инф}$ – коэффициент инфляции на 2019 г.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения [30].

Капитальные затраты на ОРУ (количество выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС).

5.2 Расчет амортизационных отчислений

Целью амортизации является накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для i -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле [30]:

$$I_{\text{AM}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{сл}}}, \quad (92)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы соответствующего оборудования (для ВЛ - 15 лет, для оборудования ПС – 20 лет) [30].

Расчет приведен в приложении Е.

5.3 Расчет эксплуатационных затрат

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

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

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети :

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (124)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч/год;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 1,6 руб./КВт·ч

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (93)$$

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

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

$\alpha_{\text{ПС}} = 0,0525$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС

$\alpha_{\text{ВЛ}} = 0,0065$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ.

Расчет приведен в приложении Е.

5.4 Оценка экономической эффективности проекта

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ОК_П}}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ОК_П}}} (П_{qt} - I_{AMt}), \quad (94)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

I_{AMt} – амортизационные отчисления.

Существенный недостаток этого метода-то, что он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости, следовательно, не может при-

меняться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности длительного цикла.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что проект сооружается на протяжении 2 лет и то, что появление прибыли возможно лишь с 5 года реализации.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_\Sigma - I_t - H_t}{(1 + E)^t}, \quad (95)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_Σ – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

Допущения при расчете ЧДД:

1. строительство проекта осуществляется в течение 2-х лет;
2. инвестирование разбито на доли и осуществляется в течение 2-х лет;
3. получение прибыли осуществляется постепенно, равными долями и возможно только с 3 года строительства.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на рисунке 31.

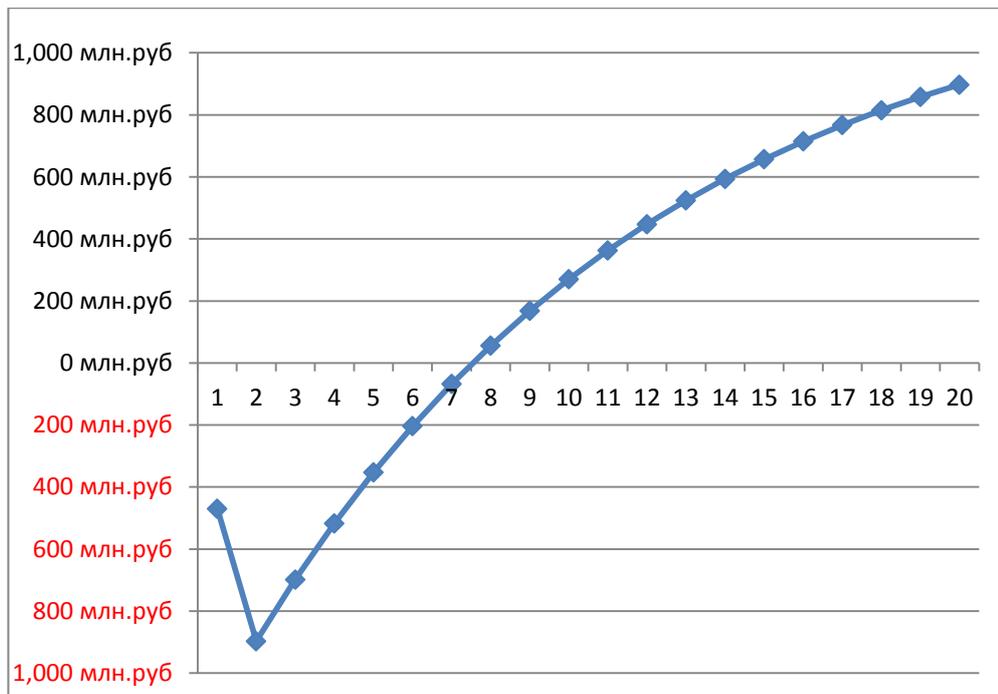


Рисунок 31 – График ЧЧД по годам

Вывод: Срок окупаемости проекта составляет 7,5 года со дня ввода в эксплуатацию.

6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной бакалаврской работе объектами проектирования являются подстанция «Алексеевск» 110 кВ и воздушная линия напряжением 110 кВ «ПС Амурская – ПС Алексеевск», именно поэтому рассмотрим такие разделы как:

- безопасность (безопасность человека в производственной среде), включающую: требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и монтажные работы; безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 110 кВ «ПС Амурская – ПС Алексеевск»; безопасность при эксплуатации ОРУ 110 кВ.

- экологичность, т. е. воздействие проектируемых объектов на окружающую среду и человека вне производства;

- чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации электрооборудования.

6.1 Безопасность

6.1.1 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 [19]:

- 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.

6.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

Перед началом электромонтажных работ на территории строящейся ВЛ или подстанции с рабочими необходимо провести вводный инструктаж и первичный инструктаж по общим правилам ТБ, ОТ и особым условиям работы. Знания, полученные при инструктаже, проверяет лицо, проводившее инструктаж. Работник, прошедший инструктаж и показавший неудовлетворительные знания, к работе не допускается и обязан вновь пройти инструктаж [19]. По окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в «Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте» с обязательной подписью и указанием даты.

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 должны осуществляться нижеуказанные требования[19]:

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) Работы на территории ПС разрешается производить лицам не моложе восемнадцати лет, прошедшим соответствующее медицинское освидетельствование;

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, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

6.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ.

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [16]:

- 1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;
- 2) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;
- 3) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;
- 4) 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.

Работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту. Производство таких работ при силе ветра 6 баллов и более (скорость ветра (9,9 – 12,4) м/с) запрещается.

Наиболее производительным и более безопасным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем с помощью специальных подъемных устройств, автовышки, автогидроподъемника.

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 [17].

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

Выполнение работ в охранных зонах ВЛ находящейся по напряжением с использованием различных подъемных машин и механизмов с выдвигной ча-

стью допускается только при условии, если расстояние по воздуху от машины или от ее выдвижной или подъемной части до ближайшего провода будет не менее указанного в таблице 64.

Таблица 64 – Минимальные расстояния от машины до провода

Напряжение, кВ	Расстояние, м
До 1	1,5
От 1 до 20	2,0
От 20 до 35	2,0
От 35 до 110	3,0
От 110 до 220	4,0
От 220 до 400	5,0
От 400 до 750	9,0
От 750 до 1150	10,0

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

На время работ по монтажу ВЛ смонтированные участки длиной более 3 км необходимо заземлять и замыкать накоротко на случай появления на данном участке линии наведенного напряжения от соседних ЛЭП, находящихся в работе, или от грозового облака.

Т.к. ВЛ 110 кВ «ПС Амурская – ПС Алексеевск» будет пересекать автомобильные дороги, не допускается проход людей, а также проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры ВЛ, так возможны ситуации с падением провода и опрокидыванием конструкций. Во избежание таких ситуаций устанавливают предупредительные плакаты и сторожевые посты.

6.1.4 Безопасность при эксплуатации ОРУ и трансформатора ПС 110 кВ Алексеевск

На открытых распределительных устройствах возможны ситуации представляющие опасность для здоровья и жизни обслуживающего персонала. К таким ситуациям относятся:

- а) Прикосновения к токоведущим частям и оборудованию, находящемуся под напряжением;
- б) Несоблюдение допустимых расстояний до токоведущих конструкций находящихся под напряжением;
- в) Механические повреждения;
- г) Воздействие электромагнитного поля на организм человека.

Для избежания прикосновения к токоведущим частям и оборудованию, находящемуся под напряжением следует:

- проводить осмотры силовых трансформаторов непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями.

- производить отбор газа из газового реле работающего трансформатора после разгрузки и отключения трансформатора, т.к. есть вероятность попадания обслуживающего персонала под напряжение.

- устанавливать разъединяющие устройства с видимым разрывом, обеспечивающие возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения во всех цепях РУ.

- обеспечивать персонал, обслуживающий распределительное устройство, схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

- выполнять распределительное устройство высокого напряжения подстанции, оборудованное блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действия персонала. Блокировочные устройства должны быть всегда опломбированы.

Во избежание приближения на недопустимые расстояния к токоведущим частям, находящимся под напряжением необходимо соблюдать следующие требования:

- в ОРУ 110 кВ и 35 кВ ПС «Алексеевск» должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений;

- габарит проезда должен составлять как минимум 4 м по ширине и высоте, для того чтобы при проезде ремонтных механизмов не задеть высоковольтные провода, составляющую большую опасность для ремонтного персонала производящего ремонт оборудования.

Механические повреждения представляют большую опасность для обслуживающего персонала т.к. они могут повлечь за собой травмы или являться причиной летального исхода. Именно поэтому необходимо:

- выполнять работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

- выполнять работы, связанные с проникновением внутрь трансформатора только в случае, когда из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородосодержанием воздуха в баке не менее 20% [17].

- производить работы 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 лямочного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом.[17]

На ОРУ вокруг токоведущих частей действующих электроустановок возникает электромагнитное поле, которое воздействует на организм человека следующим образом:

- влияние на нервную систему;
- влияние на сердечно-сосудистую систему;
- влияние на иммунную и эндокринную систему.

Допустимое время пребывания обслуживающего персонала под действием электромагнитного поля в зависимости от уровня напряжённости электрического поля промышленной частоты рассчитывается по формуле и представлены в таблице 65.

$$T = \frac{50}{E_{ПДУ}} - 2 \quad (96)$$

где T – время нахождения персонала под воздействием электромагнитного поля

Таблица 65– Допустимые время пребывания в электрическом поле

Напряженность поле, кВ/м	Допустимое время пребывания в электрическом поле
5	8 часов
10	3 часа
15	1,5 часа
20	10 минут
25	5 минут

Для снижения воздействия электромагнитного поля на обслуживающий персонал по периметру ОРУ устанавливают биологическую защиту в виде металлических сеток, либо ограничивают время нахождения персонала на объекте. Так же при недопустимых уровнях электромагнитного поля используют средства индивидуальной защиты.

6.2 Экологичность

Защита от загрязнений трансформаторным маслом.

На проектируемой подстанции «Алексеевск» принимаются к установке два трансформатора марки ТДТН-40000/110/35 с массой масла 23,2 т., которые могут служить причиной загрязнения почвы в результате выброса масла.

Согласно [19] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100 % масла, содержащегося в корпусе трансформатора. Маслоприемники могут выполняться с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень и без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Маслоприемник должен проверяться не реже двух раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений, 50 % масла и полное количество воды должно удаляться не более чем за 0,25 часа. Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли) [19].

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла трансформаторов, а также 80% (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды, с выводом сигнала на щит управления.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла автотрансформаторов, а также 80% (с учетом 30-

и минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды, с выводом сигнала на щит управления.

Защита окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом на подстанции «Алексеевск» осуществляется в соответствии с [19].

Произведем расчет маслоприемника трансформатора на ПС 110 кВ «Алексеевск». Расчет будет производиться на примере одного из них.

На ПС 110 кВ «Алексеевск» установлено два маслonaполненных силовых трансформатора ТДТН – 40000/110/35/10. Исходные данные для расчета приведены в таблице 66.

Таблица 66 – Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Высота Н, мм	Длина А, мм	Ширина В, мм
ТДТН – 40000/110/35/10	23200	6400	6800	4600

Согласно [19], так как масса трансформаторного масла больше 20 т, то нужно использовать маслоприёмник с отводом масла.

Схема заглублённого маслоприёмника с отводом масла изображена на рисунке 32.

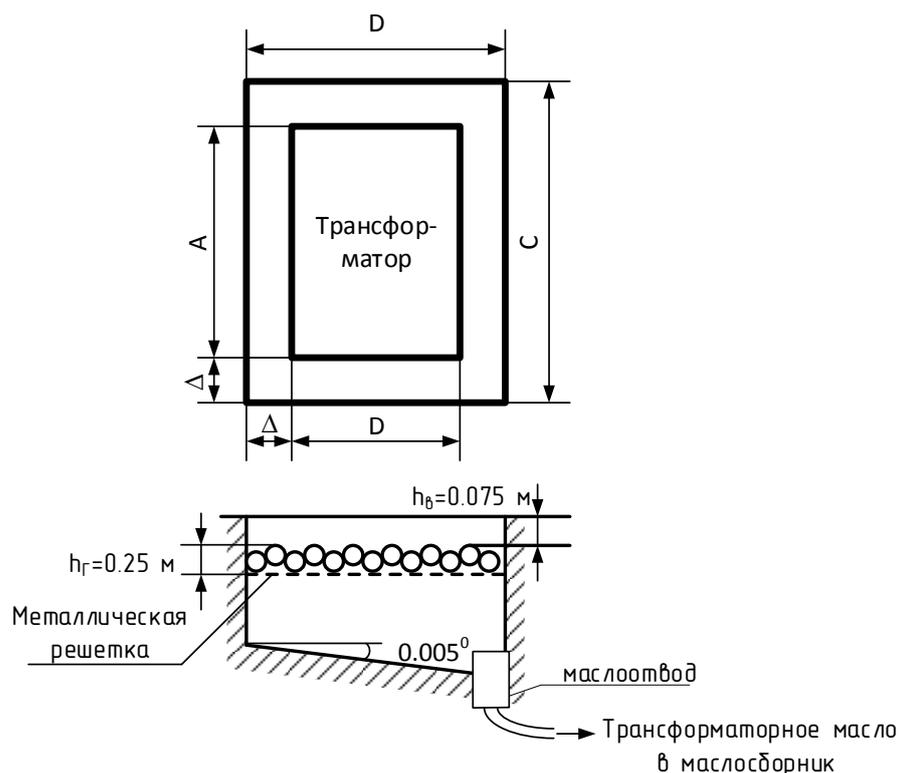


Рисунок 32 – Схема заглублённого маслоприёмника с отвода масла

1. Определим габариты маслоприёмника.

Длина:

$$C = (A + 2 \cdot \Delta), \quad (97)$$

где A – габаритная длина трансформатора, м;

Δ – величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, равная 1,5 м. для трансформатора с массой трансформаторного масла от 10 до 50 т. [19].

$$C = (6,8 + 2 \cdot 1,5) = 9,8 \text{ м.}$$

Ширина:

$$D = (B + 2 \cdot \Delta), \quad (98)$$

где B – габаритная ширина трансформатора, м;

$$D = (4,6 + 2 \cdot 1,5) = 7,6 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника:

$$S_{МП} = C \cdot D, \quad (99)$$

где C - длина маслоприёмника, м;

D - ширина маслоприёмника, м.

$$S_{МП} = 9,8 \cdot 7,6 = 74,48 \text{ м}^2.$$

2. Определим объём трансформаторного масла:

Согласно [19] объём маслоприёмника с отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объёма масла залитого в трансформатор

$$V_{ТМ} = \frac{M}{\rho}, \quad (100)$$

где M – масса трансформаторного масла, кг;

ρ – плотность трансформаторного масла, равная $0,88 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

$$V_{ТМ} = \frac{23200}{880} = 26,364 \text{ м}^3.$$

3. Определим глубину маслоприёмника:

$$h_{МП} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}} + h_6 + h_2, \quad (101)$$

где $V_{ТМ}$ – объём трансформаторного масла, м^3 ;

$S_{МП}$ – площадь основания маслоприёмника, м^2 ;

h_6 – величина воздушного канала согласно [19] равна 0,075 м;

h_2 – высота слоя гравия или гранитного щебня согласно [19] равна 0,25

м.

$$h_{МП} = \frac{26.364}{74.48} + 0.075 + 0.25 = 0.679 \text{ м.}$$

4. Определим объём маслоприёмника:

$$V_{МП} = S_{МП} \cdot h_{МП}, \quad (102)$$

где $S_{МП}$ - площадь маслоприёмника, м^2 ;

$h_{МП}$ - высота маслоприёмника, м.

$$V_{МП} = 74,48 \cdot 0,679 = 50,572 \text{ м}^3.$$

Через маслоотвод трансформаторное масло уходит в маслосборник.

5. Рассчитаем объём маслосборника

Так как маслосборник должен вмещать полный объём масла трансформатора, а также 80% воды от средств пожаротушения, то рассчитаем сначала объём воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (103)$$

где t – нормативное (с учетом 30-и минутного запаса) время пожаротушения тушения, $t = 1800$ с;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0.2$ л/с· м^2 ;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, определяется по формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \quad (104)$$

где H – Высота трансформатора, м.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (6,8 + 4,6) \cdot 6,4 = 145,92 \text{ м}^2.$$

$$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot (74,47 + 145,92) = 79340 \text{ л.}$$

$$1\text{л}=0,001 \text{ м}^3.$$

$$V_{H_2O} = 79340 \cdot 0,001 = 79,34 \text{ м}^3.$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \quad (105)$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = 26,364 + 0,8 \cdot 79,34 = 89,836 \text{ м}^3.$$

Таким образом, при расчете основных размеров маслоприёмника получили следующие параметры представленные в таблице 67.

Таблица 67 – Параметры маслоприёмника и маслосборника.

	Параметры маслоприемника						
	C, м	D, м	S, м ²	V _{ТМ} , м ³	h _{МП} , м	V _{МП} , м ³	V _{МСБ} , м ³
ТДТН- 40000/110/35	9,8	7,6	74,48	26,364	0,679	50,572	89,836

6.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сложившаяся на определенной территории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, 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 [16].

К чрезвычайной ситуации относят в частности пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

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

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Для быстрой локализации и ликвидации пожара в его начальной стадии необходимо наличие первичных средств тушения пожара и умений пользоваться ими. К основным средствам пожаротушений относятся: вода, пена, песок, инертные газы, сухие огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах [16].

Так же для ликвидации пожаров и возгораний используют огнетушители разных типов:

- пенные (ОВП) – используются для тушения твердых материалов, горючих жидкостей или газов;

- воздушно-эмульсионные (ОВЭ) – применяются для тушения твердых материалов и жидких горючих веществ;

- водные (ОВ) – используются только при горении твердых материалов. Тушение происходит при помощи воды или водных растворов химических веществ;

- углекислотные (ОУ) – используется для тушения электрооборудования под напряжением до 10 кВт;

- порошковые (ОП) – используется для тушения электрооборудования под напряжением до 1 кВт;

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

Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально

допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита должна достигаться применением одного из следующих способов или их комбинацией [16]:

- применением средств пожаротушения и соответствующих видов пожарной техники;

- применением автоматических установок пожарной сигнализации и пожаротушения;

- применением основных строительных конструкций и материалов, в том числе используемых для облицовок конструкций, с нормированными показателями пожарной опасности;

- применением пропитки конструкций объектов антипиренами и нанесением на их поверхности огнезащитных красок (составов);

- устройствами, обеспечивающими ограничение распространения пожара;

- организацией с помощью технических средств, включая автоматические, своевременного оповещения и эвакуации людей;

- применением средств коллективной и индивидуальной защиты людей от опасных факторов пожара;

- применением средств противодымной защиты. Для обеспечения пожарной безопасности используют противопожарные преграды и разрывы. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия.

Ограничение распространения пожара за пределы очага должно достигаться применением одного из следующих способов или их комбинацией [16]:

- устройством противопожарных преград;

– установлением предельно допустимых по технико-экономическим расчетам площадей противопожарных отсеков и секций, а также этажности зданий и сооружений, но не более определенных нормами;

– устройством аварийного отключения и переключения установок и коммуникаций;

– применением средств, предотвращающих или ограничивающих разлив и растекание жидкостей при пожаре;

– применением огнепреграждающих устройств в оборудовании.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы выполнены все поставленные задачи.

Разработан оптимальный вариант реконструкции электрической сети напряжением 110-35 кВ Свободный, отвечающий современным требованиям надежности, экономичности, безопасности и экологичности, который заключается в усилении существующей сети и сооружении новой ПС.

Приведен расчет максимальных рабочих токов для выбора сечения воздушных линий питающих новую подстанцию «Алексеевск», а также рассчитаны токи короткого замыкания для выбора высоковольтного оборудования РУ ПС.

Выполнен расчет заземления и молниезащиты, а также проведен анализ грозоупорности ПС «Алексеевск».

Выбраны параметры основных и резервных защит электрооборудования устанавливаемого на подстанции «Алексеевск».

В экономической части рассчитаны капиталовложения в реконструкцию электросетевого комплекса, а также определен срок окупаемости проекта.

Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проектируемой подстанции.

Таким образом, реализация проекта по строительству подстанции «Алексеевск» напряжением 110/35/10 кВ в городе Свободном дает возможность обеспечить надежное и бесперебойное электроснабжения новых потребителей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1)
- 2 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-07-01. - М. : 16 с.
- 3 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.
- 4 Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.
- 5 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-110> - 28.05.2019.
- 6 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 7 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие. - М. : Издательство МЭИ, 2006. - 248с
- 8 Завод электротехнического оборудования [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_Equipment-/rg-110-kv- 25.05.2019.
- 9 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
- 10 Индексы Минстроя на I квартал 2019 год [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.krasgss.ru/23.01.2019.php> - 20.02.2019.

11 Инструкция по организации в министерстве энергетики российской федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, Утвержденная Приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. N 326.

12 Кабышев, А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения : учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск : Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.

13 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2013. – 200с.

14 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru). - 5.06.2019.

15 ПАО «РусГидро» [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://www.zges.rushydro.ru/hpp/general/>. – 28.04.2019.

16 Постановление правительство российской федерации постановление от 25 апреля 2012 года № 390 «О противопожарном режиме» (с изменениями на 7 марта 2019 года)

17 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Минтруда России № 328н от 14.07.2013. – Санкт - Петербург : Издательство ДЕАН, 2016. – 144 с.

18 Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах / Минспецстроймонтаж СССР, - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1992.- 192 с.

19 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.

20 Приказ Министерства энергетики РФ № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» – Введ. 2015-23-06. – М. : Минюст РФ. – 4 с.

21 Приказ Управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области №149 «Об установлении цен (тарифов) на электрическую энер-

гию для населения и приравненным к нему категориям потребителей Амурской области на 2019 год» от 11.12.2018 г.

22 РД 153-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – Москва. : Издательство НЦ ЭНАС, 2004.

23 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

24 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М. : ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

25 СТО 56947007-29.120.70.98-2011 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АВВ» Силовые и Автоматизированные Системы, ПАО «ФСК ЕЭС».

26 СТО 56947007-29.240.01.219-2016 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при техническом обслуживании и ремонте, ПАО «ФСК ЕЭС».

27 СТО 56947007-29.240.55.192-2014 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ, ПАО «ФСК ЕЭС».

28 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, ПАО «ФСК ЕЭС»

29 СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, ПАО «ФСК ЕЭС».

30 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35 – 1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

31 Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. N 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет режима в ПВК RastrWin3

Нормальный максимальный режим

1) Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	dV%	Delta
Нагр	1	Базовая	35					37.23	6.36	-2.08
Нагр	2	Базовая	10	5.78	2.31			10.46	4.65	-5.53
Нагр	3	Базовая	10	5.78	2.31			10.46	4.65	-5.53
Нагр	4	Северная	35					36.94	5.54	-2.67
Нагр	5	Северная	35					36.94	5.54	-2.67
Нагр	6	Северная	10	10.2	4.12			10.22	2.18	-6.33
Нагр	7	Северная	10	10.2	4.12			10.22	2.18	-6.33
Нагр	8	Пера	35					36.85	5.29	-2.80
Нагр	9	Пера	10	2.18	0.88			10.41	4.12	-4.09
Нагр	10	Пера	10	2.175	0.88			10.41	4.12	-4.09
Нагр	11	Южная 1	35					36.14	3.26	-3.65
Нагр	12	Южная 2	35					36.14	3.26	-3.65
Нагр	13	Южная	10	5.3	1.7			10.21	2.09	-5.61
Нагр	14	Южная	10	5.3	1.7			10.19	1.86	-5.61
Нагр	15	Восточная	35					35.99	2.84	-3.77
Нагр	16	Восточная	35					35.99	2.84	-3.77
Нагр	17	Восточная	10	2.37	0.94			10.23	2.28	-6.11
Нагр	18	Восточная	10	2.37	0.94			10.32	3.21	-5.26
Нагр	19	Стройдет	35					35.98	2.81	-3.78
Нагр	20	Стройдет	10	0.135	0.05			10.27	2.73	-3.86
Нагр	21	Стройдет	10	0.135	0.05			10.27	2.73	-3.86
Нагр	22	Заводская	35					0.00	0.00	-10.21
Нагр	23	Заводская	35					35.77	2.21	-4.16
Нагр	24	Заводская	10	3.15	0.65			10.10	1.04	-6.55
Нагр	25	Заводская	10	3.15	0.6			10.10	1.04	-6.55
База	100	Амурская	220			65.61	32.89	230.00	4.55	0.00
Нагр	101	Амурская	220					227.82	3.55	-1.00
Нагр	103	Амурская	35					37.83	4.09	-1.59
Нагр	111	Амурская	220					228.41	3.82	-0.82
Нагр	113	Амурская	35	3.6	1.5			37.99	8.54	-1.29
Нагр	200	Свободная	220					229.91	4.51	-0.02
Нагр	201	Свободная	220					217.52	-1.13	-3.31
Нагр	202	Свободная	35					36.37	3.91	-3.28
Нагр	203	Свободная	10	2.2	0.5			10.39	3.88	-3.64
Нагр	212	Свободная	35					36.37	3.91	-3.28

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет режима в ПВК RastrWin3

2) Токовая загрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч	I/I_доп(%)
103	202	Амурская - Свободный	0.00	0.00	375.00	0.00
113	212	Амурская - Свободный	0.00	0.00	375.00	0.00
103	1	Амурская - Базовая	200.81	200.81	330.00	60.85
113	5	Амурская - Северная 2	294.15	294.15	450.00	65.37
103	4	Амурская - Северная 1	242.51	242.51	450.00	53.89
4	8	Северная 1 - Пера	75.57	75.57	510.00	14.82
202	11	Свободный - Южная 1	135.96	135.96	510.00	26.66
212	12	Свободный - Южная 2	135.52	135.52	510.00	26.57
11	16	Южная 1 - Восточная 2	44.96	44.96	330.00	13.62
12	15	Южная 2 - Восточная 1	44.96	44.96	330.00	13.62
16	19	Восточная 2 - Стройдетали	5.83	5.83	265.00	2.20
100	200	Амурская - Свободный	49.96	50.44	610.00	8.27
4	23	Северная 1 - Заводская 2	105.48	105.48	330.00	34.00

3) Токовая загрузка трансформаторов

N_нач	N_кон	Название	I_нач	Iдоп_расч	I/I_доп(%)
1	2	Базовая - Базовая	100.40	104.05	96.50
1	3	Базовая - Базовая	100.40	104.05	96.50
4	6	Северная 1 - Северная	178.41	249.96	71.37
5	7	Северная 2 - Северная	178.41	249.96	71.37
8	9	Пера - Пера	37.82	104.05	36.35
8	10	Пера - Пера	37.74	104.05	36.28
11	13	Южная 1 - Южная	90.85	249.96	36.35
12	14	Южная 2 - Южная	90.85	249.96	36.35
15	17	Восточная 1 - Восточная	42.21	66.06	63.90
16	18	Восточная 2 - Восточная	41.99	104.05	40.35
19	20	Стройдетали - Стройдетали	2.91	104.05	2.80
19	21	Стройдетали - Стройдетали	2.91	104.05	2.80
22	24	Заводская 1 - Заводская	0.00	249.96	0.00
23	25	Заводская 2 - Заводская	105.49	249.96	42.20
100	101	Амурская - Амурская	74.48	201.06	37.04
100	111	Амурская - Амурская	59.86	201.06	29.78
101	103	Амурская - Амурская	74.01	472.00	93.90
111	113	Амурская - Амурская	59.00	472.00	74.85
200	201	Свободный - Свободный	50.45	100.53	50.18
201	203	Свободный - Свободный	6.00	2100.00	5.97
201	202	Свободный - Свободный	45.42	608.46	44.60

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет режима в ПВК RastrWin3

Послеаварийный режим отключение трансформатора на ПС «Амурская»

1) Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	dV%	Delta
Нагр	1	Базовая	35						36.53	4.36	-3.54
Нагр	2	Базовая	10	5.78	2.31				10.25	2.53	-7.13
Нагр	3	Базовая	10	5.78	2.31				10.25	2.53	-7.13
Нагр	4	Северная 1	35						36.15	3.28	-4.32
Нагр	5	Северная 2	35						36.15	3.28	-4.32
Нагр	6	Северная	10	10.2	4.12				9.98	-0.17	-8.15
Нагр	7	Северная	10	10.2	4.12				9.98	-0.17	-8.14
Нагр	8	Пера	35						36.06	3.03	-4.45
Нагр	9	Пера	10	2.18	0.88				10.18	1.83	-5.80
Нагр	10	Пера	10	2.175	0.88				10.18	1.83	-5.80
Нагр	11	Южная 1	35						36.77	5.04	-3.33
Нагр	12	Южная 2	35						36.77	5.04	-3.33
Нагр	13	Южная	10	5.3	1.7				10.39	3.90	-5.22
Нагр	14	Южная	10	5.3	1.7				10.37	3.67	-5.22
Нагр	15	Восточная 1	35						36.62	4.63	-3.45
Нагр	16	Восточная 2	35						36.62	4.63	-3.45
Нагр	17	Восточная	10	2.37	0.94				10.41	4.15	-5.71
Нагр	18	Восточная	10	2.37	0.94				10.51	5.06	-4.89
Нагр	19	Стройдетали	35						36.61	4.60	-3.46
Нагр	20	Стройдетали	10	0.135	0.05				10.45	4.53	-3.54
Нагр	21	Стройдетали	10	0.135	0.05				9.83	-1.74	-3.54
Нагр	22	Заводская 1	35						0.00	0.00	-10.21
Нагр	23	Заводская 2	35						34.95	-0.14	-5.87
Нагр	24	Заводская	10	3.15	0.65				9.87	-1.34	-8.38
Нагр	25	Заводская	10	3.15	0.6				9.87	-1.34	-8.38
База	100	Амурская	220			65.63	34.10	230.00	230.00	4.55	0.00
Нагр	101	Амурская	220						225.19	2.36	-1.90
Нагр	103	Амурская	35						37.15	6.13	-3.03
Нагр	111	Амурская	220						0.00	0.00	-0.82
Нагр	113	Амурская	35	3.6	1.5				37.14	6.13	-3.04
Нагр	200	Свободный	220						229.95	4.52	-0.02
Нагр	201	Свободный	220						221.20	0.55	-2.99
Нагр	202	Свободный	35						36.99	5.68	-2.98
Нагр	203	Свободный	10	2.2	0.5				10.56	5.64	-3.31
Нагр	212	Свободный	35						36.99	5.68	-2.98

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет режима в ПВК RastrWin3

2) Токовая загрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_доп(%)
103	202	Амурская - Свободный	40.27	40.27	375.00	375.00	10.74
113	212	Амурская - Свободный	40.03	40.03	375.00	375.00	10.67
103	1	Амурская - Базовая	204.88	204.88	330.00	330.00	62.09
113	5	Амурская - Северная 2	274.27	274.27	450.00	450.00	60.95
103	4	Амурская - Северная 1	275.03	275.03	375.00	450.00	61.12
4	8	Северная 1 - Пера	77.22	77.22	510.00	510.00	15.14
202	11	Свободный - Южная 1	133.64	133.64	510.00	510.00	26.20
212	12	Свободный - Южная 2	133.32	133.32	510.00	510.00	26.14
11	16	Южная 1 - Восточная 2	44.21	44.21	330.00	330.00	13.40
12	15	Южная 2 - Восточная 1	44.21	44.21	330.00	330.00	13.40
16	19	Восточная 2 - Стройдетали	5.77	5.77	265.00	265.00	2.18
100	200	Амурская - Свободный	42.10	42.30	605.00	610.00	6.94
4	23	Северная 1 - Заводская 2	107.97	107.97	330.00	0.00	0.00

3) Токовая загрузка трансформаторов

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_доп(%)
1	2	Базовая - Базовая	102.42	350.38	104.05	104.05	98.44
1	3	Базовая - Базовая	102.42	350.38	104.05	104.05	98.44
4	6	Северная 1 - Северная	182.56	636.07	249.96	249.96	73.04
5	7	Северная 2 - Северная	182.56	636.06	249.96	249.96	73.04
8	9	Пера - Пера	38.65	133.27	104.05	104.05	37.14
8	10	Пера - Пера	38.57	133.01	104.05	104.05	37.07
11	13	Южная 1 - Южная	89.27	309.21	249.96	249.96	35.72
12	14	Южная 2 - Южная	89.27	309.91	249.96	249.96	35.72
15	17	Восточная 1 - Восточная	41.46	141.31	66.06	66.06	62.77
16	18	Восточная 2 - Восточная	41.26	140.08	104.05	104.05	39.66
19	20	Стройдетали - Стройдетали	2.89	7.95	104.05	104.05	2.77
19	21	Стройдетали - Стройдетали	2.89	8.46	104.05	104.05	2.77
22	24	Заводская 1 - Заводская	0.00	0.00	249.96	249.96	0.00
23	25	Заводская 2 - Заводская	107.93	375.76	249.96	249.96	43.18
100	101	Амурская - Амурская	146.00	145.48	201.06	201.06	72.61
100	111	Амурская - Амурская	0.00	0.00	201.06	201.06	0.00
101	103	Амурская - Амурская	145.59	871.78	472.00	472.00	184.70
111	113	Амурская - Амурская	0.00	0.00	472.00	472.00	0.00
200	201	Свободный - Свободный	42.31	43.23	100.53	100.53	42.09
201	203	Свободный - Свободный	5.90	123.27	2100.00	2100.00	5.87
201	202	Свободный - Свободный	37.36	223.20	608.46	608.46	36.68

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Растеч токов короткого замыкания в ПВК Mathcad 15

Ток короткого замыкания на шинах ПС Амурская без учета подпитки со стороны линии Амурская

- Белогорск/т равен 10,9кА

Со стороны линии Амурская - Белогорск/т 1,9кА

Принимаем базисную мощность равной 100 МВА

$$S_{\sigma} := 100$$

базисное напряжение

$$U_{B1} := 115$$

$$U_{B2} := 37$$

$$U_{B3} := 10.5$$

Расчитываем базисный ток

$$I_{\sigma 1} := \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}} = 0.502$$

$$I_{\sigma 2} := \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{B2}} = 1.56$$

$$I_{\sigma 3} := \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{B3}} = 5.499$$

Определяем параметры схемы замещения

ЭДС системы равно 1, нагрузки 0,85 о.е.

$$E_{c1} := 1 \quad E_H := 0.85$$

$$E_{c2} := 1 \quad x_H := 0.35$$

Определяем мощность КЗ системы

$$S_{K31} := \sqrt{3} \cdot 10.9 \cdot 230 = 4.342 \times 10^3$$

$$S_{K32} := \sqrt{3} \cdot 1.9 \cdot 230 = 756.906$$

Сопротивление системы

$$x_{c1} := \frac{S_{\sigma}}{S_{K31}} = 0.023$$

$$x_{c2} := \frac{S_{\sigma}}{S_{K32}} = 0.132$$

Сопротивление нагрузки

$$S_{\text{Восточная}} := \frac{9.1}{2}$$

$$S_{\text{Базовая}} := \frac{9.2}{2}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
 Растеч токов короткого замыкания в ПВК Mathcad 15

$$S_{\text{Амурская}} := \frac{2.6}{2}$$

$$S_{\text{Алексеевск}} := \frac{8.2}{2}$$

$$S_{\text{Северная}} := \frac{13.4}{2}$$

$$S_{\text{Пера}} := \frac{4.7}{2} = 2.35$$

$$S_{\text{Южная}} := \frac{5.1}{2}$$

$$x_{\text{Н1}} := x_{\text{Н}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Южная}}} = 13.725$$

$$x_{\text{Н2}} := x_{\text{Н}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Восточная}}} = 7.692$$

$$x_{\text{Н3}} := x_{\text{Н}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Базовая}}} = 7.609$$

$$x_{\text{Н4}} := x_{\text{Н}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Амурская}}} = 26.923$$

$$x_{\text{Н5}} := x_{\text{Н}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Алексеевск}}} = 8.537$$

$$x_{\text{Н6}} := x_{\text{Н}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Северная}}} = 5.224$$

$$x_{\text{Н7}} := x_{\text{Н}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Пера}}} = 14.894$$

Так как Сопротивление нагрузки намного больше сопротивления Системы, то подпитку со стороны нагрузки в точках К1 и К2 можно не учитывать. В точках К3 и К4 подпитка со стороны ПС Южная, Восточная, Базовая и Амурская не учитывается.

Воздушные линии

$$x_{\text{уд}} := 0.4 \quad U_{\text{ср220}} := 230 \quad U_{\text{ср110}} := 115 \quad U_{\text{ср35}} := 37$$

$$l_1 := 3.5 \quad l_2 := 6 \quad l_3 := 3.2 \quad l_4 := 4.1 \quad l_5 := 3.8 \quad l_6 := 3 \quad l_7 := 2.1$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Растеч токов короткого замыкания в ПВК Mathcad 15

$$x_{л1} := x_{уд} \cdot l_1 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp220}^2} = 2.647 \times 10^{-3}$$

$$x_{л2} := x_{уд} \cdot l_2 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp110}^2} = 0.018$$

$$x_{л3} := x_{уд} \cdot l_3 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp35}^2} = 0.093$$

$$x_{л4} := x_{уд} \cdot l_4 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp35}^2} = 0.12$$

$$x_{л5} := x_{уд} \cdot l_5 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp35}^2} = 0.111$$

$$x_{л6} := x_{уд} \cdot l_6 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp35}^2} = 0.088$$

$$x_{л7} := x_{уд} \cdot l_7 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp35}^2} = 0.061$$

Трансформаторы

ПС Свободный

$$U_B := 115 \quad U_{BCk} := 10.5$$

$$U_C := 38.5 \quad U_{BHk} := 17.5$$

$$U_H := 11 \quad U_{CHk} := 6.5$$

$$S_n := 40$$

$$U_{Bk} := 0.5(U_{BCk} + U_{BHk} - U_{CHk}) = 10.75$$

$$U_{Ck} := 0.5(U_{BCk} + U_{CHk} - U_{BHk}) = -0.25$$

$$U_{Hk} := 0.5(U_{CHk} + U_{BHk} - U_{BCk}) = 6.75$$

$$X_{TB} := \frac{U_{Bk} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n} = 0.269$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Растеч токов короткого замыкания в ПВК Mathcad 15

$$X_{TC} := \frac{U_{Ck} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n} = -6.25 \times 10^{-3} \quad X_{TC} := 0$$

$$X_{TH} := \frac{U_{Hk} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n} = 0.169$$

ПС Амурская

$$U_B := 230 \quad U_{BCk} := 11$$

$$U_C := 115 \quad U_{BHk} := 36$$

$$U_H := 38.5 \quad U_{CHk} := 22$$

$$S_n := 63$$

$$U_{Bk} := 0.5(U_{BCk} + U_{BHk} - U_{CHk}) = 12.5$$

$$U_{Ck} := 0.5(U_{BCk} + U_{CHk} - U_{BHk}) = -1.5$$

$$U_{Hk} := 0.5(U_{CHk} + U_{BHk} - U_{BCk}) = 23.5$$

$$x_{TB1} := \frac{U_{Bk} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n} = 0.198$$

$$x_{TC1} := \frac{U_{Ck} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n} = -0.024 \quad x_{TC1} := 0$$

$$x_{TH1} := \frac{U_{Hk} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n} = 0.373$$

ПС Алексеевск

$$U_B := 115 \quad U_{BCk} := 10.5$$

$$U_C := 38.5 \quad U_{BHk} := 17.5$$

$$U_H := 11 \quad U_{CHk} := 6.5$$

$$S_n := 40$$

$$U_{Bk} := 0.5(U_{BCk} + U_{BHk} - U_{CHk}) = 10.75$$

$$U_{Ck} := 0.5(U_{BCk} + U_{CHk} - U_{BHk}) = -0.25$$

$$U_{Hk} := 0.5(U_{CHk} + U_{BHk} - U_{BCk}) = 6.75$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Растеч токов короткого замыкания в ПВК Mathcad 15

$$x_{TB5} := \frac{U_{Bk} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n} = 0.269$$

$$x_{TC5} := \frac{U_{Ck} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n} = -6.25 \times 10^{-3} \quad x_{TC5} := 0$$

$$x_{TH5} := \frac{U_{Hk} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n} = 0.169$$

ПС Северная

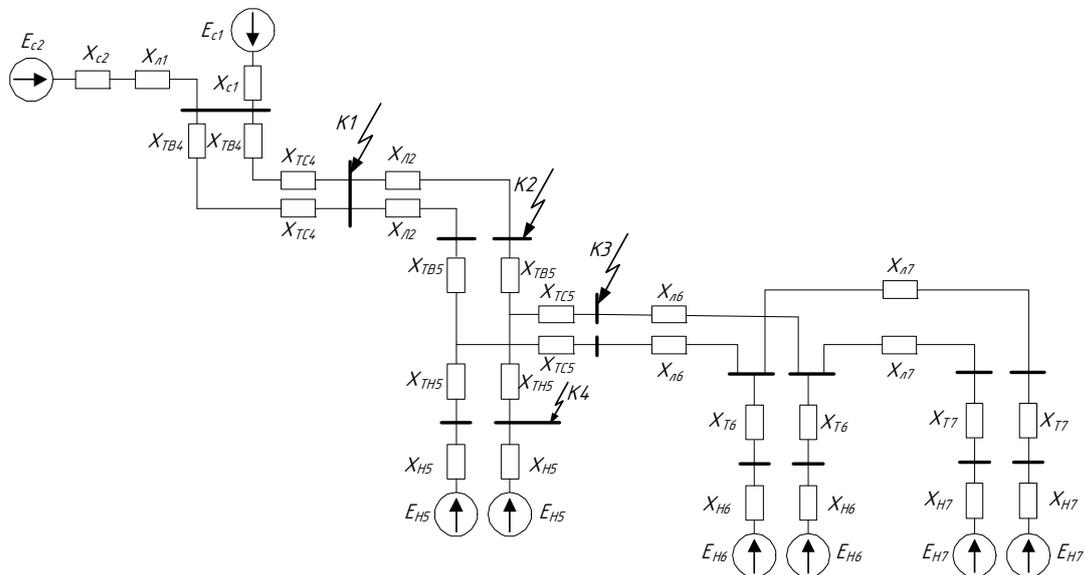
$$U_k := 10 \quad S_n := 16$$

$$x_{T1} := \frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n} = 0.625$$

ПС Пера

$$U_k := 7.5 \quad S_n := 6.3$$

$$x_{T2} := \frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n} = 1.19$$



Преобразуем схему замещения в точку КЗ

$$x_1 := x_{c2} + x_{л1} = 0.135$$

$$x_2 := \frac{x_{TB1} + x_{TC1}}{2} = 0.099$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Растеч токов короткого замыкания в ПВК Mathcad 15

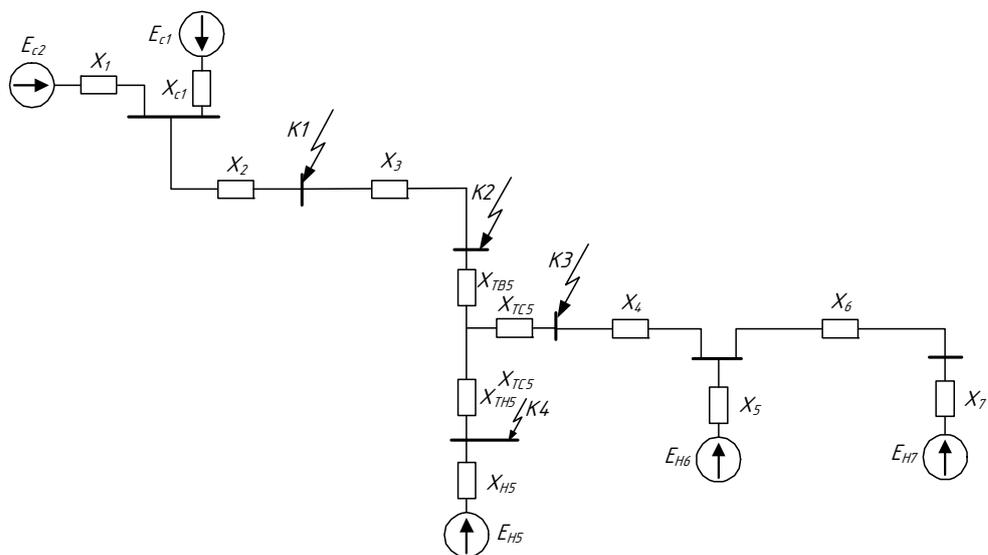
$$x_3 := x_{Л2} = 0.018$$

$$x_4 := x_{Л6} = 0.088$$

$$x_5 := x_{Н6} + x_{Т1} = 5.849$$

$$x_6 := x_{Л7} = 0.061$$

$$x_7 := x_{Н7} + x_{Т2} = 16.084$$



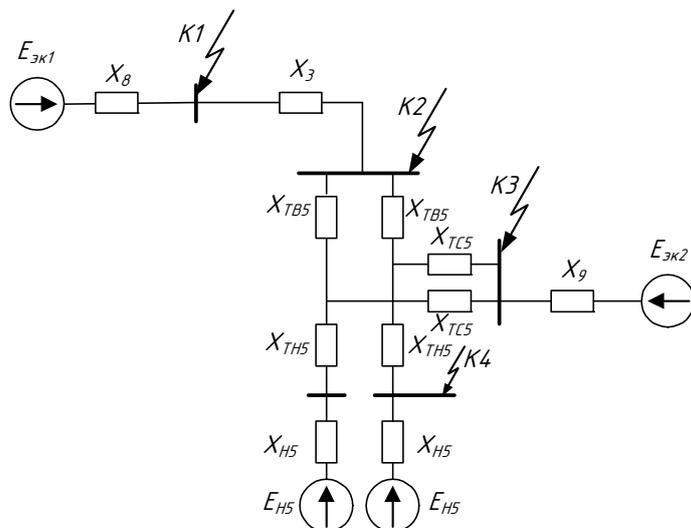
$$x_8 := \frac{x_1 \cdot x_{c1}}{x_1 + x_{c1}} + x_2 = 0.119$$

$$x_9 := \frac{(x_6 + x_7) \cdot x_5}{(x_6 + x_7) + x_5} + x_4 = 4.381$$

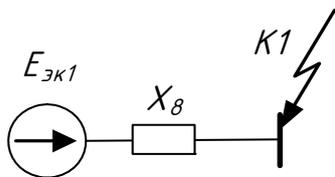
$$E_{ЭК1} := \frac{E_{c1} \cdot x_1 + E_{c2} \cdot x_{c1}}{x_1 + x_{c1}} = 1$$

$$E_{ЭК2} := \frac{E_H \cdot x_5 + E_H \cdot (x_6 + x_7)}{x_5 + x_6 + x_7} = 0.85$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Растеч токов короткого замыкания в ПВК Mathcad 15



Эквивалентное сопротивление для точки К1



$$x_{1.1} := \frac{x_1 \cdot x_{c1}}{x_1 + x_{c1}} + x_2 = 0.119$$

Определяем трехфазный ток короткого замыкания для точки К1

$$I_{к1} := \frac{E_{Эк1}}{x_{1.1}} \cdot I_{б1} = 4.223$$

Эквивалентное сопротивление для точки К2

$$x_{2.1} := x_8 + x_3 = 0.137$$

Определяем трехфазный ток короткого замыкания для точки К2

$$I_{к2} := \frac{E_{Эк1}}{x_{2.1}} \cdot I_{б1} = 3.664$$

Эквивалентное сопротивление для точки К3

$$x_{3.1} := (x_{ТБ5} + x_{ТС5}) + x_{2.1} = 0.406$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Растеч токов короткого замыкания в ПВК Mathcad 15

Определяем трехфазный ток короткого замыкания для точки К3 со стороны системы

$$I_{к3.1} := \frac{E_{\text{эк1}}}{x_{3.1}} \cdot I_{\text{б2}} = 3.846$$

Определяем трехфазный ток короткого замыкания для точки К3 со стороны нагрузки

$$I_{к3.2} := \frac{E_{\text{эк2}}}{x_9} \cdot I_{\text{б2}} = 0.303$$

Определяем суммарный трехфазный ток короткого замыкания для точки К3

$$I_{к3} := I_{к3.1} + I_{к3.2} = 4.148$$

Эквивалентное сопротивление для точки К4

$$x_{4.1} := x_{2.1} + x_{\text{TB5}} = 0.406$$

$$x_{4.2} := x_9 + x_{\text{TC5}} = 4.381$$

$$x_{4.1} := x_{2.1} + x_{\text{TB5}} = 0.406$$

$$x_{4.2} := x_9 + x_{\text{TC5}} = 4.381$$

$$x_{\text{эк}} := \frac{x_{4.1} \cdot x_{4.2}}{x_{4.1} + x_{4.2}} = 0.371 \quad x_{\text{рез}} := \frac{x_{4.1} \cdot x_{4.2}}{x_{4.1} + x_{4.2}} + x_{\text{TH5}} = 0.54$$

$$C_1 := \frac{x_{\text{эк}}}{x_{4.1}} = 0.915$$

$$C_2 := \frac{x_{\text{эк}}}{x_{4.2}} = 0.085$$

$$x_{4.3} := \frac{x_{\text{рез}}}{C_1} = 0.59$$

$$x_{4.4} := \frac{x_{\text{рез}}}{C_2} = 6.372$$

$$x_{4.5} := \frac{x_{4.3} \cdot x_{4.4}}{x_{4.3} + x_{4.4}} = 0.54$$

$$E_{\text{эк3}} := \frac{E_{\text{эк1}} \cdot x_{4.4} + E_{\text{эк2}} \cdot x_{4.3}}{x_{4.4} + x_{4.3}} = 0.987$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Растеч токов короткого замыкания в ПВК Mathcad 15

$$I_{к4.1} := \frac{E_{эк3}}{x_{4.5}} \cdot I_{б3} = 10.051$$

$$I_{к4.2} := \frac{E_H}{x_{H5}} \cdot I_{б3} = 0.548$$

Определяем суммарный трехфазый ток короткого замыкания для точки К4

$$I_{к4} := I_{к4.1} + I_{к4.2} = 10.598$$

Постоянная времени затухания принимаются по справочным данным в зависимости от места КЗ

$$T_{a1} := 0.03 \quad T_{a3} := 0.05$$

$$T_{a2} := 0.03 \quad T_{a4} := 0.1$$

Определяем уданный коэффициент

$$K_{уд1} := \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a1}}} \right) = 1.717$$

$$K_{уд2} := \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a2}}} \right) = 1.717$$

$$K_{уд3} := \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a3}}} \right) = 1.819$$

$$K_{уд4} := \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a4}}} \right) = 1.905$$

Определяем величину аperiodической составляющей тока КЗ

$$i_{a1} := \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a1}}} = 4.28$$

$$i_{a2} := \sqrt{2} \cdot I_{к2} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a2}}} = 3.713$$

$$i_{a3} := \sqrt{2} \cdot I_{к3} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a3}}} = 4.803$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Растеч токов короткого замыкания в ПВК Mathcad 15

$$i_{a4} := \sqrt{2} \cdot I_{K4} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a4}}} = 13.562$$

Определяем величину ударного тока КЗ

$$i_{уд1} := \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot K_{уд1} = 10.252$$

$$i_{уд2} := \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot K_{уд1} = 8.894$$

$$i_{уд3} := \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot K_{уд3} = 10.67$$

$$i_{уд4} := \sqrt{2} \cdot I_{K4} \cdot K_{уд4} = 28.55$$

Расчет однофазного тока короткого замыкания

Расчет параметров схемы замещения нулевой последовательности

$$S_{\delta} := 100 \quad E_{c1} := 1 \quad E_H := 0.85 \quad S_{0кз1} := \sqrt{3} \cdot 6.4 \cdot 230 = 2.55 \times 10^3$$

$$U_{B1} := 115 \quad E_{c2} := 1 \quad x_{0H} := 0.15 \quad S_{0кз2} := \sqrt{3} \cdot 1.1 \cdot 230 = 438.209$$

$$U_{B2} := 37$$

$$U_{B3} := 10.5$$

Сопротивление системы

$$x_{0c1} := \frac{S_{\delta}}{S_{0кз1}} = 0.039$$

$$x_{0c2} := \frac{S_{\delta}}{S_{0кз2}} = 0.228$$

Воздушных линий

$$x_{0л1} := 3x_{л1} = 7.94 \times 10^{-3}$$

$$x_{0л2} := 4.7x_{л2} = 0.085$$

Трансформаторов

ПС Алексеевск

$$x_{0ТВ5} := x_{ТВ5} = 0.269$$

$$x_{0ТС5} := x_{ТС5} = 0$$

$$x_{0ТН5} := x_{ТН5} = 0.169$$

ПС Амурская

$$x_{0ТВ1} := x_{ТВ1} = 0.198$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Растеч токов короткого замыкания в ПВК Mathcad 15

$$x_{0TC1} := x_{TC1} = 0$$

$$x_{0TH1} := x_{TH1} = 0.373$$

Преобразуем схему замещения к точке К3

$$x_{01} := x_{0c2} + x_{0л1} = 0.236$$

$$x_{02} := \frac{x_{TB1} + x_{TC1}}{2} = 0.099$$

$$x_{03} := x_{0л2} = 0.085$$

$$x_{04} := \frac{x_{0TH5} \cdot x_{0TC1}}{x_{0TH5} + x_{0TC1}} + x_{0TB5} = 0.269$$

$$x_{05} := \frac{x_{01} \cdot x_{0c1}}{x_{01} + x_{0c1}} + x_{02} = 0.133$$

Преобразуем схему замещения к точке К1

$$x_{01.1} := x_{02} + x_{05} = 0.232$$

$$x_{01.2} := x_{03} + x_{04} = 0.354$$

$$x_{01.3} := \frac{x_{01.1} \cdot x_{01.2}}{x_{01.1} + x_{01.2}} = 0.14$$

Однофазый ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{к01} := \frac{3E_{ЭК1}}{2x_{1.1} + x_{01.3}} \cdot I_{б1} = 3.985$$

Преобразуем схему замещения к точке К2

$$x_{02.1} := x_{02} + x_{05} + x_{03} = 0.317$$

$$x_{02.2} := x_{04} = 0.269$$

$$x_{02.3} := \frac{x_{02.1} \cdot x_{02.2}}{x_{02.1} + x_{02.2}} = 0.146$$

Однофазый ток короткого замыкания в точке К2

$$I_{к02} := \frac{3E_{ЭК1}}{2x_{2.1} + x_{02.3}} \cdot I_{б1} = 3.59$$

Однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью не считается коротким замыканием, поэтому для точек К3 и К4 ток однофазного замыкания не рассчитываем.

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Выбор и проверка оборудования в ПВК Mathcad 15

Выбор и проверка выключателей

ПС Амурская

$$P := 34.09 \quad P_c := 26.09 \quad P_H := 8 \quad S_n := 40$$

$$Q := 12.4 \quad Q_c := 10.2 \quad Q_H := 2.2$$

$$I'''_{\text{ПО.К1}} := 4.223 \quad I'''_{\text{ПО.К2}} := 3.664 \quad I'''_{\text{ПО.К3}} := 4.148 \quad I'''_{\text{ПО.К4}} := 10.6$$

$$T_a := 0.03$$

Выбор выключателей 110 кВ

$$I_{\text{РМАКС}} := \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.21 \quad \text{А}$$

На СН 110кВ ПС Амурская выбираем баковый выключатель типа ВЭБ-УЭТМ-110-40/2500 УХЛ1

Проверяем выбранный выключатель на термическую устойчивость

$$t_{\text{откл}} := 0. \text{сб} \quad \text{время отключения КЗ}$$

$$V_k := I'''_{\text{ПО.К1}}{}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 6.955$$

Проверяем выбранный выключатель на термическую стойкость тепловому импульсу тока КЗ

$$I_{\text{терм}} := 40 \quad \text{кА} \quad \text{ток термической стойкости}$$

$$t_{\text{терм}} := \text{с} \quad \text{время протекания тока термической стойкости}$$

$$V_{\text{ном.в}} := I_{\text{терм}}{}^2 \cdot (t_{\text{терм}}) = 4.8 \times 10^3$$

Должно выполняться условие

$$V_k \leq V_{\text{ном.в}} = 1$$

Условие выполняется

$$6.955 \leq 4800$$

Определяем номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе

$$\beta_H := 0.4 \quad \text{номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе}$$

$$I_{\text{ном.откл}} := 40 \quad \text{кА} \quad \text{номинальный ток отключения выключателя}$$

$$i_{\text{а.ном}} := \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{ном.откл}} = 22.627$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Выбор и проверка оборудования в ПВК Mathcad 15

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе в нулевой момент

$$i_{a,\tau} := \sqrt{2} \cdot I'''_{\text{ПО.К1}} \cdot e^{\frac{-0.01}{0.03}} = 4.279$$

ПС Алексеевск

Выбор выключателя 110 кВ

На ВН 110кВ ПС Алексеевск выбираем баковый выключатель типа ВЭБ-УЭТМ-110-40/2500 УХЛ1

$$I_{\text{Р.макс.110}} := \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.21 \quad \text{А}$$

Проверяем выбранный выключатель на термическую устойчивость

$$W_{\text{к.110}} := I'''_{\text{ПО.К2}} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 5.236$$

Проверяем выбранный выключатель на термическую стойкость тепловому импульсу тока КЗ

$$I_{\text{терм.110}} := 40 \quad \text{кА} \quad \text{ток термической стойкости}$$

$$t_{\text{терм.110}} := 3 \quad \text{с} \quad \text{время протекания тока термической стойкости}$$

$$W_{\text{ном110}} := I_{\text{терм.110}}^2 \cdot (t_{\text{терм.110}}) = 4.8 \times 10^3$$

Должно выполняться условие

$$W_{\text{к}} \leq W_{\text{к.в}}$$

$$5.236 \leq 4800$$

Условие выполняется

Определяем номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе

$$\beta_{\text{н.10}} := 0.4 \quad \text{номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе}$$

$$I_{\text{ном.откл.110}} := 31.5 \quad \text{кА} \quad \text{номинальный ток отключения выключателя}$$

$$i_{\text{а.ном.110}} := \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н.10}} \cdot I_{\text{ном.откл.110}} = 17.819$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Выбор и проверка оборудования в ПВК Mathcad 15

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе в нулевой момент

$$i_{a.т.10} := \sqrt{2} \cdot I'''_{\text{ПО.К2}} \cdot e^{\frac{-0.01}{0.03}} = 3.713$$

Выбор выключателя 35 кВ

$$I_{P.\text{макс.35}} := \frac{\sqrt{Pc^2 + Qc^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0.462 \text{ А}$$

На СН выбираем вакуумный выключатель типа ВБС-35-1250/ УХЛ1

Проверяем выбранный выключатель на термическую устойчивость

$$V_{к.35} := I'''_{\text{ПО.К3}} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 6.71$$

Проверяем выбранный выключатель на термическую стойкость тепловому импульсу тока КЗ

$$I_{\text{терм.35}} := 25 \text{ кА} \quad \text{ток термической стойкости}$$

$$t_{\text{терм.35}} := 3 \text{ с} \quad \text{время протекания тока термической стойкости}$$

$$V_{\text{ном35}} := I_{\text{терм.35}}^2 \cdot (t_{\text{терм.35}}) = 1.875 \times 10^3$$

Должно выполняться условие

$$V_{к.35} \leq V_{\text{ном35}} = 1$$

Условие выполняется

$$6.71 \leq 1875$$

Определяем номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе

$$\beta_{н.35} := 0.4 \quad \text{номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе}$$

$$I_{\text{ном.откл.35}} := 25 \text{ кА} \quad \text{номинальный ток отключения выключателя}$$

$$i_{a.\text{ном.35}} := \sqrt{2} \cdot \beta_{н.10} \cdot I_{\text{ном.откл.35}} = 14.142$$

$$i_{a.т.10} := \sqrt{2} \cdot I'''_{\text{ПО.К3}} = 5.866$$

Выбор выключателя 10 кВ

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Выбор и проверка оборудования в ПВК Mathcad 15

$$I_{P.\text{макс.}10} := \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0.479 \text{ А}$$

На НН выбираем вакуумный выключатель типа ВВУ-10/20/1000

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе в нулевой момент

Проверяем выбранный выключатель на термическую устойчивость

$$V_{K.10} := I_{\text{ПО.К4}}^{\text{III}} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 43.82$$

Проверяем выбранный выключатель на термическую стойкость тепловому импульсу тока КЗ

$$I_{\text{терм.}10} := 25 \text{ кА} \quad \text{ток термической стойкости}$$

$$t_{\text{терм.}10} := 3 \text{ с} \quad \text{время протекания тока термической стойкости}$$

$$V_{K.V.10} := I_{\text{терм.}10}^2 \cdot (t_{\text{терм.}10}) = 1.875 \times 10^3$$

Должно выполняться условие

$$V_K \leq V_{K.V}$$

Условие выполняется

$$37.374 \leq 2977$$

Определяем номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе

$$\beta_{H.10} := 0.4 \quad \text{номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе}$$

$$I_{\text{ном.откл.}10} := 31.5 \text{ кА} \quad \text{номинальный ток отключения выключателя}$$

$$i_{a.\text{ном.}10} := \sqrt{2} \cdot \beta_{H.10} \cdot I_{\text{ном.откл.}10} = 17.819$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе в нулевой момент

$$i_{a.T.10} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.К4}}^{\text{III}} \cdot e^{\frac{-0.01}{0.1}} = 13.564$$

Выбор и проверка разъединителей

ПС Амурская

На СН 110кВ ПС Амурская выбираем разъединитель с заземляющими ножами марки РГ-110/1000УХЛ1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Выбор и проверка оборудования в ПВК Mathcad 15

Проверяем выбранный разъединитель на термическую устойчивость

Проверяем выбранный разъединитель на термическую стойкость тепловому импульсу тока КЗ

$$I_{\text{терм.Р}} := 31.5 \text{ кА} \quad \text{ток термической стойкости}$$

$$t_{\text{терм.Р}} := 3 \text{ с} \quad \text{время протекания тока термической стойкости}$$

$$V_{\text{к.ном}} := I_{\text{терм.Р}}^2 \cdot (t_{\text{терм.Р}}) = 2.977 \times 10^3$$

Проверяем заземляющие ножи разъединителя на термическую стойкость

$$t_{\text{терм.З}} := 1 \text{ с} \quad \text{время протекания тока термической стойкости}$$

$$V_{\text{к.номЗ}} := I_{\text{терм.Р}}^2 \cdot (t_{\text{терм.З}}) = 992.25$$

Разъединители проверяются на термическую и динамическую стойкость аналогично выключателям

Должны выполняться условия

$$V_{\text{к}} \leq V_{\text{к.ном}} = 1$$

$$V_{\text{к}} \leq V_{\text{к.номЗ}} = 1$$

ПС Алексеевск

На ВН выбираем разъединитель с заземляющими ножами марки РГ-110УХЛ1

Проверяем выбранный разъединитель на термическую устойчивость

Проверяем выбранный разъединитель на термическую стойкость тепловому импульсу тока КЗ

$$I_{\text{терм.Р}} := 31.5 \text{ кА} \quad \text{ток термической стойкости}$$

$$t_{\text{терм.Р}} := 3 \text{ с} \quad \text{время протекания тока термической стойкости}$$

$$V_{\text{к.ном}} := I_{\text{терм.Р}}^2 \cdot (t_{\text{терм.Р}}) = 2.977 \times 10^3$$

Проверяем заземляющие ножи разъединителя на термическую стойкость

$$t_{\text{терм.З}} := 1 \text{ с} \quad \text{время протекания тока термической стойкости}$$

$$V_{\text{к.номЗ}} := I_{\text{терм.Р}}^2 \cdot (t_{\text{терм.З}}) = 992.25$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Выбор и проверка оборудования в ПВК Mathcad 15

Должно выполняться условие

$$V_{к.110} \leq V_{к.ном} = 1$$

$$V_{к.110} \leq V_{к.ном3} = 1$$

На СН выбираем разъединитель с заземляющими ножами марки
РГ-35УХЛ1

Проверяем выбранный разъединитель на термическую устойчивость

Проверяем выбранный разъединитель на термическую стойкость
тепловому импульсу тока КЗ

$$I_{терм.р} := 31.5 \text{ кА} \quad \text{ток термической стойкости}$$

$$t_{терм.р} := 3 \text{ с} \quad \text{время протекания тока термической стойкости}$$

$$V_{к.ном} := I_{терм.р}^2 \cdot (t_{терм.р}) = 2.977 \times 10^3$$

Проверяем заземляющие ножи разъединителя на термическую стойкость

$$t_{терм.з} := 1 \text{ с} \quad \text{время протекания тока термической стойкости}$$

$$V_{к.ном3} := I_{терм.р}^2 \cdot (t_{терм.з}) = 992.25$$

$$V_{к.35} \leq V_{к.ном} = 1$$

$$V_{к.35} \leq V_{к.ном3} = 1$$

Выбор и проверка трансформаторов тока

ВН Проверка встроенного трансформатора тока ТВГ-110 в Выключатель
ВЭБ-110

$$r_k := 0.05 \quad \text{сопротивление контактов}$$

$$\rho := 0.0283 \quad \text{удельное сопротивление провода}$$

$$l_{расч} := 60 \quad \text{расчетная длина соединительных проводов}$$

$$S_{min} := 4 \quad \text{минимальное сечение провода}$$

$$r_{пров} := \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S_{min}} = 0.425 \quad \text{сопротивление проводов}$$

$$S_{приб} := 4 \quad \text{номинальная нагрузка вторичной цепи}$$

$$I_{2Н} := 5 \quad \text{номинальный ток вторичной цепи}$$

$$r_{приб} := \frac{S_{приб}}{I_{2Н}^2} = 0.16$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Выбор и проверка оборудования в ПВК Mathcad 15

Вторичная нагрузка

$$r_2 := r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} = 0.635$$

$$S_{2Н} := 30 \quad \text{номинальная нагрузка вторичной цепи}$$

$$Z_{2Н} := \frac{S_{2Н}}{I_{2Н}^2} = 1.2$$

Должно выполняться условие

$$r_2 \leq Z_{2Н} = 1$$

Условие выполняется

$$0.635 \leq 1$$

СН Проверка встроенного трансформатора тока ТОЛ-35 в Выключатель ВБС 35

$$r_{\text{к}} := 0.1 \quad \text{сопротивление контактов}$$

$$l_{\text{расч}} := 60 \quad \text{м расчетная длина соединительных проводов}$$

$$r_{\text{пров}} := \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}} = 0.425 \quad \text{сопротивление проводов}$$

$$S_{\text{приб}} := 4 \quad \text{номинальная нагрузка вторичной цепи}$$

$$r_{\text{приб}} := \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2Н}^2} = 0.16$$

Вторичная нагрузка

$$r_2 := r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} = 0.684$$

$$S_{2Н} := 30 \quad \text{номинальная нагрузка вторичной цепи}$$

$$Z_{2Н} := \frac{S_{2Н}}{I_{2Н}^2} = 1.2$$

Должно выполняться условие

$$r_2 \leq Z_{2Н} = 1$$

Условие выполняется

$$0.684 \leq 1$$

НН выбираем трансформатор тока согласно комплектации КРУ-СЭЩ 63

$$l_{\text{расч}} := 4 \quad \text{м расчетная длина соединительных проводов}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Выбор и проверка оборудования в ПВК Mathcad 15

$$r_{\text{пров}} := \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}} = 0.028 \text{ сопротивление проводов}$$

$$S_{\text{приб}} := 4 \text{ номинальная нагрузка вторичной цепи}$$

$$r_{\text{приб}} := \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2} = 0.16$$

Вторичная нагрузка

$$r_2 := r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_k = 0.288$$

$$S_{2H} := 30 \text{ номинальная нагрузка вторичной цепи}$$

$$Z_{2H} := \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2} = 1.2$$

Должно выполняться условие

$$r_2 \leq Z_{2H} = 1$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчет заземлени и молниезащиты ПВК MathCad 15

Иходные данные:

Номинальное напряжение ОРУ: 110 кВ
Число ячеек: 2
Число ВЛЭП в схеме ОРУ: 2
Климатическая зона: III
Толщина первого слоя грунта: 0,35 м
Ток короткого замыкания: 4.8 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) $\rho_1 := 30$
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) $I_{кз} := 4.8$
Время отключения, (с) $t_{сз} := 0.39$
Вспомогательный коэффициент для стали $\beta := 21$
Ток молнии, (кА) $I_m := 40$

1. Расчет удельного сопротивления грунта

коэффициент сезонности для третьей климатической зоны $\psi := 1.45$
удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом*м) $\rho_1 := 30$
удельное сопротивление второго слоя грунта, (Ом*м):
$$\rho_2 := \frac{\rho_1}{\psi} = 20.69 \quad \rho_2 = 20.69$$

2. Расчитываем контур сетки заземлителя.

$A := 70$ длина ПС, (м).

$B := 40$ ширина ПС, (м).

Площадь ПС с учетом выноса сетки заземления на 1,5 м за пределы ПС, (м²)

$S := (A + 1.5 \cdot 2)(B + 1.5 \cdot 2) \quad S = 3.139 \times 10^3$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет заземлени и молниезащиты ПВК MathCad 15

3. Принимаем диаметр горизонтальных прутков в сетке по условиям мех. прочности.

$$d_{\text{пр_гор}} := 10 \quad \text{мм} \qquad I_{\text{кз}} := 4800 \quad \text{А}$$

$$F_{\text{мехпроч}} := 5^2 \cdot \pi = 78.5 \text{ мм}^2$$

Определяем сечение прутка по термической стойкости, (мм²)

$$F_{\text{Тс}} := \sqrt{\frac{(I_{\text{кз}})^2 \cdot t_{\text{сз}}}{400 \cdot \beta}} \qquad F_{\text{Тс}} = 32.706$$

4. Определяем сечение прутка по коррозийной стойкости.

$$\begin{aligned} a_0 &:= 0.0243 & a_2 &:= 0.0091 \\ a_1 &:= 0.0104 & a_3 &:= 0.00265 \end{aligned} \quad \text{средние значения коэффициентов, зависящие от грунта.}$$

T := 240 время использования заземления, (месяцы).

$$S_{\text{ср}} := a_3 \cdot \ln(T)^3 + a_2 \cdot \ln(T)^2 - a_1 \cdot \ln(T) + a_0 \qquad S_{\text{ср}} = 0.677$$

$$F_{\text{кор}} := 3.14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d_{\text{пр_гор}} + S_{\text{ср}}) \qquad F_{\text{кор}} = 22.693 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{min}} := F_{\text{кор}} + F_{\text{Тс}} \qquad F_{\text{min}} = 55.4 \text{ мм}^2 \qquad F_{\text{мехпроч}} := 78.5 \text{ мм}^2$$

т.к. $F_{\text{мехпроч}}$ больше F_{min} , то условие выполняется.

H := 2.5 для четвертой климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта, (м).

$h_{\text{верт}}$:= 0.7 глубина заложения верхнего конца вертикального прутка, (м).

$d_{\text{верт}}$:= 12 диаметр вертикального прутка, (мм).

$l_{\text{верт}}$:= 2 длина вертикального прутка, (м).

5. Рассчитываем общую длину горизонтальных полос (м).

$a_{\text{гор}}$:= 6 расстояние между полосами сетки, (м).

$$L_{\text{гор}} := \frac{2 \cdot (A + 1.5 \cdot 2) \cdot (B + 1.5 \cdot 2)}{a_{\text{гор}}} = 1.046 \times 10^3$$

Уточняется длина горизонтальных полос квадратичной модели, (м):

$$l_{\text{гор}} := \sqrt{S} \qquad l_{\text{гор}} = 56.027$$

Определяем число ячеек:

$$m := \frac{L_{\text{гор}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \qquad m = 8.338 \quad m := 8$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет заземлени и молниезащиты ПВК MathCad 15

Определяем длину стороны ячейки:

$$L_{\text{ячейки}} := \frac{\sqrt{S}}{m} \qquad L_{\text{ячейки}} = 7.003$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \qquad L = 1.008 \times 10^3$$

Определяем количество горизонтальных полос на стороне А и В:

$$n_B := \frac{B + 1.5 \cdot ?}{a_{\text{гор}}} \quad n_B = 7.167 \quad n_B := 8 \qquad n_A := \frac{A + 1.5 \cdot 2}{a_{\text{гор}}} \quad n_A = 12.167 \quad n_A := 12$$

$$n := n_A + n_B = 20$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$a := 12$ расстояние между вертикальными электродами

$$n'_B := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \qquad n'_B = 18.676$$

принимая количество вертикальных электродов $n_B := 19$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта, (Ом):

$$\frac{l_{\text{верт}}}{\sqrt{S}} = 0.036 \qquad \text{следовательно} \qquad A' := 0.4$$

$$R_{1s} := \rho_1 \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \qquad R_{1s} = 0.243$$

$$R_{2s} := \rho_2 \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \qquad R_{2s} = 0.167$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев

$$\alpha_{н1} := \sqrt{\frac{1500 \sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \qquad \alpha_{н1} = 1.681$$

$$\alpha_{н2} := \sqrt{\frac{1500 \sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \qquad \alpha_{н2} = 1.704$$

Рассчитываем импульсное сопротивление заземлителя, (Ом)

$$R_{н1} := R_{1s} \cdot \alpha_{н1} \qquad R_{н1} = 0.408$$

$$R_{н2} := R_{2s} \cdot \alpha_{н2} \qquad R_{н2} = 0.29$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет заземлени и молниезащиты ПВК MathCad 15

2. Расчет молниезащиты

1. Защита на уровне земли и первого защищаемого объекта

$H := 30 = 30$ высота молниеотвода, (м)

Расстояние между молониеотводами 1 и 2, (м)

$L_{M12} := 30$

$h_{1i} := 11.5$ высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$h_{\text{эф1}} := 0.85 \cdot H$

$h_{\text{эф1}} = 25.5$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$r_{o1} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H$

$r_{o1} = 31.2$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):

$h < L_M \leq 2 \cdot h$

$r_{co1} := r_{o1}$

$r_{co1} = 31.2$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$h_{1c.g.} := h_{\text{эф1}} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M12} - H)$

$h_{1c.g.} = 25.5$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне заищаемого объекта , (м):

$r_{1cx} := r_{co1} \cdot \frac{h_{1c.g.} - h_{1i}}{h_{1c.g.}}$

$r_{1cx} = 17.1$

Радиус внутренней зоны:

$r_{1x} := r_{o1} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{\text{эф1}}} \right)$

$r_{1x} = 17.1$

Расстояние между молониеотводами 2 и 3, (м)

$L_{M23} := 35$

$h_{2i} := 11$ высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$h_{\text{эф}} := 0.85 \cdot H$

$h_{\text{эф}} = 25.5$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м): $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$r_{o2} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H$

$r_{o2} = 31.2$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$r_{co2} := r_{o2}$

$r_{co2} = 31.2$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет заземления и молниезащиты ПВК MathCad 15

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{2c.g.} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M23} - H) \quad h_{2c.g.} = 24.6$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{2cx} := r_{co2} \cdot \frac{h_{2c.g.} - h_{2i}}{h_{2c.g.}} \quad r_{2cx} = 17.3$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{2x} := r_{o2} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{\text{эф}}} \right) \quad r_{2x} = 17.7$$

3. Анализ грозоупорности

Число ударов молнии за 100 грозовых часов в сооружение АхВхН:

$$n_{yd} := 0.06 \cdot 60 \cdot (A + 10H) \cdot (B + 10H) \cdot 10^{-6} = 0.453$$

Определяем вероятное число отключений ПС:

$$\psi_n := 10^{-3} \quad \text{вероятность прорыва молнии сквозь зону защиты молниеотводов}$$

$$\psi_i := 0.7 \quad \text{вероятность перекрытия изоляции при прямом ударе молнии}$$

$$\psi_g := 0.68 \quad \text{вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу}$$

$$y_1 := n_{yd} \cdot \psi_n \cdot \psi_i \cdot \psi_g = 2.156 \times 10^{-4}$$

Вероятное число лет работы подстанции без отключения:

$$m_1 := \frac{1}{y_1} = 4639 \text{ лет}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Расчет уставок микропроцессорной релейной защиты на базе терминала RET 670 в ПВК Mathcad 15

Дифференциальная защита

Номинальные токи Трансформатора $S_n := 40$

$$U_{\text{НОМВН}} := 110$$

$$U_{\text{НОМСН}} := 35$$

$$U_{\text{НОМНН}} := 10$$

$$I_{\text{max.k2.3}} := 3664 \quad I_{\text{min.k2.3}} := \frac{I_{\text{max.k2.3}}}{1.5} = 2.443 \times 10^3 \quad I_{\text{min.k2.2}} := \frac{I_{\text{max.k2.3}} \cdot \sqrt{3}}{1.5 \cdot 2} = 2.115 \times 10^3$$

$$I_{\text{max.k3.3}} := 4184 \quad I_{\text{min.k3.3}} := \frac{I_{\text{max.k3.3}}}{1.5} = 2.789 \times 10^3 \quad I_{\text{min.k3.2}} := \frac{I_{\text{max.k3.3}} \cdot \sqrt{3}}{1.5 \cdot 2} = 2.416 \times 10^3$$

$$I_{\text{max.k4.3}} := 10600 \quad I_{\text{min.k4.3}} := \frac{I_{\text{max.k4.3}}}{1.5} = 7.067 \times 10^3 \quad I_{\text{min.k4.2}} := \frac{I_{\text{max.k4.3}} \cdot \sqrt{3}}{1.5 \cdot 2} = 6.12 \times 10^3$$

$$I_{\text{НОМВН}} := \frac{S_n \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМВН}}} = 209.946$$

$$I_{\text{НОМСН}} := \frac{S_n \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМСН}}} = 659.829$$

$$I_{\text{НОМНН}} := \frac{S_n \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}}} = 2.309 \times 10^3$$

Коэффициенты трансформации ТТ

$$K_{\text{T.ВН}} := \frac{500}{5}$$

$$K_{\text{T.СН}} := \frac{1000}{5}$$

$$K_{\text{T.НН}} := \frac{3000}{5}$$

Вторичные токи ТТ в номинальном режиме

$$k_{\text{сх}\Delta} := 1 \quad k_{\text{сх}Y} := 1$$

$$I_{\text{ВторВН}} := \frac{I_{\text{НОМВН}} \cdot k_{\text{сх}\Delta}}{K_{\text{T.ВН}}} = 2.099$$

$$I_{\text{ВторСН}} := \frac{I_{\text{НОМСН}} \cdot k_{\text{сх}\Delta}}{K_{\text{T.СН}}} = 3.299$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет уставок микропроцессорной релейной защиты на базе
терминала RET 670 в ПВК Mathcad 15

$$I_{\text{вторНН}} := \frac{I_{\text{номНН}} \cdot k_{\text{схУ}}}{K_{\text{т.НН}}} = 3.849$$

Проверка обеспечения цифрового выравнивания:

$$\frac{I_{\text{вторВН}}}{5} = 0.42$$

$$\frac{I_{\text{вторСН}}}{5} = 0.66$$

$$\frac{I_{\text{вторНН}}}{5} = 0.77$$

$$0.1 < \frac{I_{\text{вторНН}}}{I_{\text{вт.ном}}} < 4$$

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле

$$K_{\text{а}} := 2 \quad K_{\text{одн}} := 1 \quad \varepsilon := 0.1 \quad K_{\text{зап}} := 1.5 \quad K_{\text{над}} := 1.5 \quad \text{tg}\alpha := 0.75$$

$$\Delta U_{\text{рпн}} := \frac{9 \cdot 1.78}{100} = 0.16 \quad \text{Максимальное возможное отклонение напряжение РПН}$$

$K_{\text{пер}} := 1$ Коэффициент учитывающий переходный процесс для трансформаторов не более 40 МВА равен 1

$\Delta f_{\text{выр}} := 0.02$ Относительная погрешность выравнивания токов плеч

Определяем расчетный коэффициент небаланса:

$$K_{\text{нб.расч}} := \sqrt{\left[(K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon)^2 \cdot \left[1 + 2(\Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}}) \right] + (\Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}})^2 \right]} = 0.215$$

Определяем начальный дифференциальный ток срабатывания

$K_{\text{отс}} := 1.2$ Коэффициент отстройки

$\text{EndSection1} := 1.15$ Начальный тормозной ток

$$I_{\text{диф.мин}} := K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб.расч}} \cdot \text{EndSection1} = 0.296$$

Проверяем чувствительность для горизонтального участка:

$$I_{\text{диф.расч}} := \frac{I_{\text{мин.к2.2}}}{I_{\text{номВН}}} = 10.076$$

$$I_{\text{диф.ср}} := 0.3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет уставок микропроцессорной релейной защиты на базе терминала RET 670 в ПВК Mathcad 15

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{\text{диф.расч}}}{I_{\text{диф.ср}}} = 33.587 \quad \blacksquare > 2 \quad (\text{условие выполняется})$$

$$\frac{I_{\text{d}_{\text{min}}}}{\text{EndSection1}} = 0.258 \quad \blacksquare \leq 0.5 \quad (\text{условие выполняется})$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки Idunre

$$I_{\text{с.диф.от}} := \frac{I_{\text{max.k2.3}}}{I_{\text{номВН}}} = 17.452$$

$$I_{\text{dunre}} \geq K_{\text{отс}} \cdot 0.65 \cdot I_{\text{с.диф.от}} \cdot 100 = 1361 \%$$

Принимаем параметр Idunre=1430%

Выбор уставок МТЗ $U_{110} := 110$ $P_{\text{max}} := 34.09$ $Q_{\text{неск}} := 12.4$

Для ВН

$$I_{\text{ВНmax}} := \frac{\sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{110}} = 0.19$$

$K_{\text{н}} := 1.2$ коэффициент надежности

$K_{\text{САМ}} := 2.3$ коэффициент самозапуска двигателей

$K_{\text{в}} := 0.8$ коэффициент возврата реле

Рассчитаем ток срабатывания на стороне ВН по формуле

$$I_{\text{с.з}} := \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{САМ}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ВНmax}} \cdot 1000 = 656.864$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{\text{min.k2.2}}}{I_{\text{с.з}}} = 3.22 \quad K_{\text{ч}} \geq 1.5 = 1$$

Условие по чувствительности выполняется

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем равной 1с.

$$t_{\text{пр.max}} := 1 \quad \Delta t := 0.5$$

$$t_{\text{с.зТ}} := t_{\text{пр.max}} + \Delta t = 1.5$$

Для СН $U_{35} := 35$ $P_{\text{maxСН}} := 24.09$ $Q_{\text{нескСН}} := 10.2$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет уставок микропроцессорной релейной защиты на базе терминала RET 670 в ПВК Mathcad 15

$$I_{CHmax} := \frac{\sqrt{P_{maxCH}^2 + Q_{нескCH}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{35}} = 0.432$$

Рассчитаем ток срабатывания на стороне ВН по формуле

$$I_{с.з} := \frac{K_H \cdot K_{CAM}}{K_B} \cdot I_{CHmax} \cdot 1000 = 1.489 \times 10^3$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{ч} := \frac{I_{min.k3.2}}{I_{с.з}} = 1.623 \quad K_{ч} \geq 1.5 = 1$$

Условие по чувствительности выполняется

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем равной 1с.

$$t_{пр.max} := 1 \quad \Delta t := 0.5$$

$$t_{с.зT} := t_{пр.max} + \Delta t = 1.5$$

Для НН $U_{10} := 10 \quad P_{maxНН} := 8 \quad Q_{нескНН} := 2.2$

$$I_{ННmax} := \frac{\sqrt{P_{maxНН}^2 + Q_{нескНН}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{10}} = 0.479$$

$I_{max} = \blacksquare$

Рассчитаем ток срабатывания на стороне ВН по формуле

$$I_{с.з} := \frac{K_H \cdot K_{CAM}}{K_B} \cdot I_{ННmax} \cdot 1000 = 1.653 \times 10^3$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{ч} := \frac{I_{min.k4.2}}{I_{с.з}} = 3.703 \quad K_{ч} \geq 1.5 = 1$$

Условие по чувствительности выполняется

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем равной 1с.

$$t_{пр.max} := 1 \quad \Delta t := 0.5$$

$$t_{с.зT} := t_{пр.max} + \Delta t = 1.5$$

Расчет уставок защиты от перегрузок

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет уставок микропроцессорной релейной защиты на базе
терминала RET 670 в ПВК Mathcad 15

Для ВН

$K_{отс} := 1.05$ коэффициент отстройки

Расчитаем первую ступень

$$I_{сз} := \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{ВНmax} \cdot 1000 = 249.89 \text{ A}$$

Ток срабатывания:

$$I_{ср} := \frac{I_{сз}}{K_{т.ВН} \cdot 5} \cdot 100 = 49.979 \%$$

Для СН

Расчитаем первую ступень

$$I_{сз} := \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{СНmax} \cdot 1000 = 566.39 \text{ A}$$

Ток срабатывания:

$$I_{ср} := \frac{I_{сз}}{K_{т.СН} \cdot 5} \cdot 100 = 56.639 \%$$

Для НН

Расчитаем первую ступень

$$I_{сз} := \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{ННmax} \cdot 1000 = 628.72 \text{ A}$$

Ток срабатывания:

$$I_{ср} := \frac{I_{сз}}{K_{т.НН} \cdot 5} \cdot 100 = 20.957 \%$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

Расчет капиталовложений

$$K_{\text{инфл}} := 4.61 \quad L_{110} := 5 \quad L_{35} := 2$$

Расчёт капиталовложений

Капиталовложения в строительство линий

Стальные опоры

$$k_{110} := 1600 \text{ тыс.руб/км} \quad \text{для двухцепной ВЛ 110 кВ}$$

$$k_{35} := 1200 \text{ тыс.руб/км} \quad \text{для двухцепной ВЛ 35 кВ}$$

$$K_{\text{ВЛ1}} := L_{110} \cdot k_{110} = 8 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ВЛ2}} := L_{35} \cdot k_{35} = 2.4 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в линии

$$A_{\text{вл}} := 1.6 \quad \text{Зональный повышающий коэффициент на сооружения подстанций для Дальнего востока}$$

$$K_{\text{ВЛ}} := (K_{\text{ВЛ1}} + K_{\text{ВЛ2}}) \cdot K_{\text{инфл}} \cdot A_{\text{вл}} = 7.671 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{\text{прос}} := 95 \text{ тыс.руб/км} \quad \text{для ВЛ 35-110кВ}$$

$$K_{\text{прос.сум}} := K_{\text{прос}} \cdot (L_{110} + L_{35}) \cdot K_{\text{инфл}} = 3.066 \times 10^3$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.Амурская}} := 69000 = 6.9 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.АлексеевскВН}} := 7000 \cdot 2 = 1.4 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.АлексеевскСН}} := 5 \cdot 200 = 1 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.сумм}} := \left(K_{\text{ору.Амурская}} + K_{\text{ору.АлексеевскВН}} \dots \right) \cdot K_{\text{инфл}} = 3.8724 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$
$$+ K_{\text{ору.АлексеевскСН}}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{ТР}} := 9500 \quad \text{Стоимость ячейки трансформаторов 110/35/10}$$

$$K_{\text{тр.Алексеевск}} := K_{\text{ТР}} \cdot 2 = 1.9 \times 10^4$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.Амурская}} := 11000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.АлексеевскВН}} := 10000 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$K_{\text{пост.АлексеевскСН}} := 6000 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.сумм}} := \left(K_{\text{пост.Амурская}} + K_{\text{пост.АлексеевскВН}} \dots \right) \cdot K_{\text{инфл}} = 1.245 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$+ K_{\text{пост.АлексеевскСН}}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$A_{\text{ПС}} := 1.6 \text{ Зональный повышающий коэффициент на сооружения подстанций для Дальнего востока}$$

$$K_{\text{ПС}} := \left(K_{\text{пост.сумм}} + K_{\text{тр.Алексеевск}} + K_{\text{ору.сумм}} + K_{\text{прос.сум}} \right) \cdot A_{\text{ПС}} = 8.54 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{об}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 9.308 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{тэовл}} := 0.0085 \quad \alpha_{\text{тэопс}} := 0.05$$

$$\text{ИРИЭ} := K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{тэопс}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{тэовл}} = 4.335 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$T_{\text{слПС}} := 20 \text{ лет} \quad T_{\text{слВЛ}} := 15 \text{ лет}$$

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{слПС}}} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{слВЛ}}} = 4.782 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на потери в линиях, трансформаторах, потери на корону:

$$P_{\text{эфАмурская.алексеевск}} := 33.24 \text{ МВт} \quad Q_{\text{эфАмурская.алексеевск}} := 12.72 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{эфалексеевскСН}} := 25.63 \text{ МВт} \quad Q_{\text{эфалексеевскСН}} := 10.2 \text{ МВар}$$

$$P_{\text{эфалексеевскНН}} := 7.8 \text{ МВт} \quad Q_{\text{эфалексеевскНН}} := 2.52 \text{ МВар}$$

$$K_{\text{ЛН}} := 0.85 \text{ Коэффициент летнего снижения нагрузки}$$

$$P_{\text{эфАмурская.алексеевск.л}} := P_{\text{эфАмурская.алексеевск}} \cdot K_{\text{ЛН}} = 28.254 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эфалексеевскСН.л}} := P_{\text{эфалексеевскСН}} \cdot K_{\text{ЛН}} = 21.785 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эфалексеевскНН.л}} := P_{\text{эфалексеевскНН}} \cdot K_{\text{ЛН}} = 6.63 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эфАмурская.алексеевск.л}} := Q_{\text{эфАмурская.алексеевск}} \cdot K_{\text{ЛН}} = 10.812 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{эфалексеевскСН.л}} := Q_{\text{эфалексеевскСН}} \cdot K_{\text{ЛН}} = 8.67 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{эфалексеевскНН.л}} := Q_{\text{эфалексеевскНН}} \cdot K_{\text{ЛН}} = 2.142 \text{ МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$r_{110} := 0.198 \text{ Ом/км} \quad L_{110} := 6 \text{ км}$$

$$r_{35} := 0.198 \text{ Ом/км} \quad L_{35} := 2 \text{ км}$$

$$R_{110} := \frac{r_{110} \cdot L_{110}}{2} = 0.594 \text{ Ом}$$

$$R_{35} := \frac{r_{35} \cdot L_{35}}{2} = 0.198 \text{ Ом}$$

$$T_{\text{год}} := 365 \cdot 24 = 8760 \text{ ч}$$

$$T_3 := 5000 \text{ ч} \quad T_{\text{л}} := T_{\text{год}} - T_3 = 3760 \text{ ч}$$

Нагрузочные потери

В линии 110 кВ

$$\Delta P_{110з} := \frac{P_{\text{эфАмурская.алексеевск}}^2 + Q_{\text{эфАмурская.алексеевск}}^2}{110^2} \cdot R_{110} = 0.062 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{110з} := \Delta P_{110з} \cdot T_3 = 310.916 \text{ МВт*ч/год}$$

$$\Delta P_{110л} := \frac{P_{\text{эфАмурская.алексеевск.л}}^2 + Q_{\text{эфАмурская.алексеевск.л}}^2}{110^2} \cdot R_{110} = 0.045 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{110л} := \Delta P_{110л} \cdot T_{\text{л}} = 168.927 \text{ МВт*ч/год}$$

$$\Delta W_{110\text{год}} := \Delta W_{110з} + \Delta W_{110л} = 479.843 \text{ МВт*ч/год}$$

В линии 35 кВ

$$\Delta P_{35з} := \frac{P_{\text{эфалексеевскСН}}^2 + Q_{\text{эфалексеевскСН}}^2}{35^2} \cdot R_{35} = 0.123 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{35з} := \Delta P_{35з} \cdot T_3 = 614.961 \text{ МВт*ч/год}$$

$$\Delta P_{35л} := \frac{P_{\text{эфалексеевскСН.л}}^2 + Q_{\text{эфалексеевскСН.л}}^2}{35^2} \cdot R_{35} = 0.089 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{35л} := \Delta P_{35л} \cdot T_{\text{л}} = 334.121 \text{ МВт*ч/год}$$

$$\Delta W_{35\text{год}} := \Delta W_{35з} + \Delta W_{35л} = 949.082 \text{ МВт*ч/год}$$

$$\Delta W_{\Sigma\text{л}} := \Delta W_{35\text{год}} + \Delta W_{110\text{год}} = 1.429 \times 10^3 \text{ МВт*ч/год}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

Параметры трансформатора

$$P_k := 0.2 \text{ МВт} \quad U_{\text{номВН}} := 115 \text{ кВ} \quad U_{\text{ном}} := \text{кВ}$$

$$P_{\text{xx}} := 0.022 \text{ МВт}$$

$$S_n := 40 \text{ МВА}$$

т.к. соотношение обмоток 100/100/100, то

$$P_k := 0.5P_k = 0.1$$

$$R_{\text{ТВ}} = R_{\text{ТС}} = R_{\text{ТН}} = R_{\text{T}}$$

$$R_{\text{T}} := \frac{P_k \cdot U_{\text{номВН}}^2}{S_n^2} = 0.827 \text{ Ом}$$

Расчитываем потери в трансформаторе:

$$\Delta P_{\text{трВН}} := \frac{\left(P_{\text{эфалексеевскСН}} + P_{\text{эфалексеевскНН}} \right)^2 \dots + \left(Q_{\text{эфалексеевскСН}} + Q_{\text{эфалексеевскНН}} \right)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{R_{\text{T}}}{2} = 0.044 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{трСН}} := \frac{P_{\text{эфалексеевскСН}}^2 + Q_{\text{эфалексеевскСН}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{R_{\text{T}}}{2} = 0.026 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{трНН}} := \frac{P_{\text{эфалексеевскНН}}^2 + Q_{\text{эфалексеевскНН}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{R_{\text{T}}}{2} = 2.295 \times 10^{-3} \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{т.з}} := \Delta P_{\text{трВН}} + \Delta P_{\text{трСН}} + \Delta P_{\text{трНН}} = 0.072 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{трВН.л}} := \frac{\left(P_{\text{эфалексеевскСН.л}} + P_{\text{эфалексеевскНН.л}} \right)^2 \dots + \left(Q_{\text{эфалексеевскСН.л}} + Q_{\text{эфалексеевскНН.л}} \right)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{R_{\text{T}}}{2} = 0.032 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{трСН.л}} := \frac{P_{\text{эфалексеевскСН.л}}^2 + Q_{\text{эфалексеевскСН.л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{R_{\text{T}}}{2} = 0.019 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{трНН.л}} := \frac{P_{\text{эфалексеевскНН.л}}^2 + Q_{\text{эфалексеевскНН.л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{R_{\text{T}}}{2} = 1.658 \times 10^{-3} \text{ МВт}$$

$$U_{\phi} := U_{\text{ном}}$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{т.л}} := \Delta P_{\text{трВН.л}} + \Delta P_{\text{трСН.л}} + \Delta P_{\text{трНН.л}} = 0.052 \text{ МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$\Delta P_{\text{XX}} := 2P_{\text{XX}} \cdot \left(\frac{U_{\phi}}{U_{\text{НОМ}}} \right) = 0.044 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta P_{\Sigma T} := \Delta P_{\Sigma T.3} + \Delta P_{\Sigma T.Л} + \Delta P_{\text{XX}} = 0.168 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{\Sigma T} := \Delta P_{\Sigma T.3} \cdot T_3 + \Delta P_{\Sigma T.Л} \cdot T_{Л} + \Delta P_{\text{XX}} \cdot T_{\text{ГОД}} = 940.899 \quad \text{МВт*ч/год}$$

$$\Delta W_{\text{ВЛИТ}} := \Delta W_{\Sigma Л} + \Delta W_{\Sigma T} = 2.37 \times 10^3 \quad \text{МВт*ч/год}$$

Общие потери, МВт*час

$$\Delta W_{\text{ВЛИТ}} := \Delta W_{\Sigma Л} + \Delta W_{\Sigma T} = 2.37 \times 10^3 \quad \text{МВт*ч/год}$$

$$c_0 := 1.5 = 1.5 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{\text{ВЛИТ}} \cdot 10^{-3} = 3.555 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_{\Sigma} := I_{\text{РИЭ}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W} = 9.117 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$Z_C := 0.1 \cdot K_{\text{об}} + I_{\Sigma} = 1.842 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{об}} = 9.308 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_{\Sigma} = 9.117 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_{\Delta W} = 3.555 \quad \text{тыс.руб}$$

$$Z_C = 1.842 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчет ЧДД

$$T_{\text{строит}} := 2 \quad \text{лет}$$

$$K_{\text{год}} := \frac{K_{\text{об}} \cdot 1000}{T_{\text{строит}}} = 4.654 \times 10^8 \quad \text{руб}$$

$$P_{\text{max}} := 29.58 = 29.58 \quad \text{кВт} \quad P_{\text{min}} := 29.58 \cdot 0.85 \cdot 1000 = 2.514 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

$$T_3 = 5 \times 10^3 \quad \text{ч} \quad T_{Л} = 3.76 \times 10^3 \quad \text{ч}$$

Электрэнергия, полученная потребителями

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} := P_{\text{max}} \cdot T_3 + P_{\text{min}} \cdot T_{Л} = 9.469 \times 10^7 \quad \text{кВт*ч}$$

Доход

$$C := 2.59 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

$$D := \mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot C = 2.452 \times 10^8 \quad \text{руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

Годовые издержки

$$I_{\text{год}} := \frac{1000 \cdot I_{\Sigma}}{20} = 4.559 \times 10^6 \text{ руб}$$

$$E := 0.1$$

$$Z_1 := [0 - (K_{\text{год}} + I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-1} = -4.699 \times 10^8 \text{ руб}$$

$$Z_2 := [0 - (K_{\text{год}} + I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-2} = -4.272 \times 10^8 \text{ руб}$$

$$Z_3 := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-3} = 1.989 \times 10^8 \text{ руб}$$

$$Z_4 := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-4} = 1.808 \times 10^8 \text{ руб}$$

$$Z_5 := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-5} = 1.644 \times 10^8 \text{ руб}$$

$$Z_6 := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-6} = 1.494 \times 10^8 \text{ руб}$$

$$Z_7 := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-7} = 1.359 \times 10^8 \text{ руб}$$

$$Z_8 := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-8} = 1.235 \times 10^8 \text{ руб}$$

$$Z_9 := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-9} = 1.123 \times 10^8 \text{ руб}$$

$$Z_{10} := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-10} = 1.021 \times 10^8 \text{ руб}$$

$$Z_{11} := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-11} = 9.279 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$Z_{12} := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-12} = 8.436 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$Z_{13} := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-13} = 7.669 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$Z_{14} := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-14} = 6.972 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$Z_{15} := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-15} = 6.338 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$Z_{16} := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-16} = 5.762 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$Z_{17} := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-17} = 5.238 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$Z_{18} := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-18} = 4.762 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$Z_{19} := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-19} = 4.329 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$Z_{20} := [D - (I_{\text{год}})] \cdot (1 + E)^{1-20} = 3.935 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$\text{ЧДД} := \sum Z = 8.973 \times 10^8$$