

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция участка электрической сети напряжением 220 Кв  
включая подстанцию Магдагачи Амурской области

Исполнитель

студент группы  
242-об3

\_\_\_\_\_

И. А. Новиков

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Руководитель

доцент, к.т.н

\_\_\_\_\_

Ю.В. Мясоедов

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

\_\_\_\_\_

А.Н. Козлов

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Благовещенск 2016

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В.  
Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**З А Д А Н И Е**

К \_\_\_\_\_ выпускной квалификационной работе студента

\_\_\_\_ 1. \_\_\_\_\_  
Тема выпускной квалификационной работы:

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)  
2. \_\_\_\_\_  
Срок сдачи студентом законченной работы  
(проекта) \_\_\_\_\_

3. \_\_\_\_\_  
Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

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

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

7. \_\_\_\_\_ Дата \_\_\_\_\_ выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_ выпускной \_\_\_\_\_ квалификационной работы: \_\_\_\_\_

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

Задание \_\_\_\_\_ принял \_\_\_\_\_ к \_\_\_\_\_ исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
профессионального образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)**

**РЕЦЕНЗИЯ**

на выпускную квалификационную работу студента  
\_\_\_\_\_ факультета

Фамилия \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Специальность \_\_\_\_\_

Тема выпускной квалификационной работы

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

1. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

---

---

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе

---

---

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой \_\_\_\_\_ и направленностью \_\_\_\_\_

---

---

---

---

---

---

2. Достоинства работы

---

---

---

---

---

---

3. Недостатки работы

---

---

---

---

---

---

---

---

---

4. Масштабы и характер использования специальной литературы \_\_\_\_\_

---

---

5. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

---

---

---

---

---

---

6. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника \_\_\_\_\_

---

---

---

---

---

7. Актуальность и новизна работы

---

---

---

---

---

---

---

8. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

---

---

---

---

---

---

---

---

9. Общее заключение и предлагаемая оценка  
работы \_\_\_\_\_

---

---

---

---

Рецензент \_\_\_\_\_

---

должность, Ф.И.О., подпись

---

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Подпись рецензента заверяю: \_\_\_\_\_

подпись заверяющего лица

М.П.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)**

**ОТЗЫВ**

на выпускную квалификационную работу студента энергетического  
факультета

Фамилия \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Специальность \_\_\_\_\_

—

Тема \_\_\_\_\_ выпускной \_\_\_\_\_ квалификационной  
работы \_\_\_\_\_

—

—

1. Объем работы:

количество \_\_\_\_\_ листов \_\_\_\_\_ выпускной \_\_\_\_\_ квалификационной  
работы \_\_\_\_\_

количество \_\_\_\_\_ рисунков \_\_\_\_\_ и \_\_\_\_\_ таблиц

\_\_\_\_\_

число \_\_\_\_\_  
приложений \_\_\_\_\_

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

—

—

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе

\_\_\_\_\_

—

—

---

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой  
и направленностью

---

3. Достоинства  
работы

---

4. Недостатки работы

---

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

---

---

---

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

---

---

---

---

---

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

---

---

---

---

---

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

---

---

---

---

---

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

---

---

---

---

10.Общее заключение и предлагаемая оценка работы

---

---

---

---

---

---

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.  
Руководитель \_\_\_\_\_

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 132 с., 17 рисунков, 32 таблиц, 27 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Произведены расчет и прогнозирование электрических нагрузок, представлены возможные варианты и реконструкции электрической сети 35-220 кВ в Амурской области, выбран оптимальный вариант реконструкции сети с точки зрения надежности и технико-экономического сравнения, выполнен расчет токов короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования на реконструируемой ПС Магдагачи. Произведён расчёт нормальных и послеаварийных режимов в ПВК RastrWin3. Приведен экономический расчёт реконструкции участка электрической сети, рассмотрены вопросы техники безопасности при эксплуатации электрической сети и подстанции. Выполнен расчет маслоприемника для трансформатора на реконструируемой ПС «Магдагачи».

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Анализ состояния электрических сетей амурской области в районе размещения ПС Магдагачи	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Магдагачинского района	10
1.2 Характеристика источников питания района	11
1.3 Характеристика электрических сетей района размещения ПС Магдагачи	16
1.4 Характеристика ПС Магдагачи	20
1.5 Анализ существующего режима	23
2. Разработка вариантов реконструкции рассматриваемой электрической сети	31
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	31
2.2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции	35
3 Расчёт и анализ нормальных и послеаварийных режимов после реконструкции участка электрической сети амурской области	46
3.1 Выбор и характеристика пвк для расчёта режимов	46
3.2 Подготовка исходных данных для расчета	46
3.3 Расчёт максимального режима и его анализ	48
3.4 Расчёт минимального режима и его анализ	52
3.5 Расчёт характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ	54
4 Расчёт токов короткого замыкания	59
4.1 Общие положения	60
4.2 Составление схемы замещения	62
5 Реконструкция ПС Магдагачи	69

5.1	Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС	69
5.2	Разработка однолинейной схемы ПС	69
5.3	Конструктивное исполнение ПС	70
5.4	Выбор и проверка ошиновки	71
5.5	Выбор и проверка выключателей	72
5.6	Выбор и проверка разъединителей	77
5.7	Выбор и проверка трансформаторов тока	77
5.8	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	82
5.9	Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	84
5.10	Выбор трансформаторов собственных нужд	86
5.11	Разработка заземления и молниезащиты ПС	88
6	Конструктивное исполнение новой воздушной линии на участке Сковородино-Магдагачи	89
6.1.	Конструкция провода	89
6.2.	Выбор опор	90
6.3.	Выбор и проверка изоляции ВЛ	92
6.4.	Выбор линейной арматуры	93
6.5	Заземление ВЛ	94
7	Релейная защита и автоматика	96
7.1	Расстановка комплектов защиты и автоматики при реконструкции электрической сети	96
7.2	Релейная защита новой ВЛ	97
7.3	Релейная защита СТ на ПС Магдагачи	100
7.4	Автоматика на ПС Магдагачи	105
8	Безопасность персонала при обслуживании ПС Магдагачи и экологичность реконструируемого участка электрической сети	110
8.1	Безопасность персонала при обслуживании подстанции	110
8.2	Экологичность реконструируемого участка электрической сети	

8.3 Чрезвычайные ситуации	118
Заключение	120
Библиографический список	121
ПРИЛОЖЕНИЕ А	124

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ПС – подстанция;
- КЗ – короткое замыкание;
- ВН – высокое напряжение;
- НН – низкое напряжение;
- РУ – распределительное устройство;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- ВЛ – воздушная линия;
- ЛЭП – линия электропередач;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ДЗШ – дифференциальная защита шин;
- ДФЗ – дифференциально-фазная защита;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ТДТН – трансформатор трехфазный масляный с естественной циркуляцией масла, с регулированием напряжения под нагрузкой;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время российская энергетика характеризуется недостаточной эффективностью, устойчивостью и надежностью.

Динамика электропотребления в России за последнее десятилетие была неравномерной, средний рост составляет 2,37% в год, колебания составляют 0,3% (2002 год) и 4,2% (2006 год); текущий год ожидается на уровне 1,5–2%. Прогноз на период с 2011 по 2020 гг. ожидается на уровне 2,3%, а с 2021 по 2030 гг. — 1,9%.

Такой прогноз, по мнению Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике, обусловлен циклическими темпами роста экономики и ее замедлением в росте последние пять лет, а также отсутствием достоверных данных по реализуемым инвестпроектам за пределами 2015 года.

При несбалансированной экономике и хаотичной отчетности по отраслям практически невозможно достоверно заявить о конкретных темпах роста энергетике, которая, как никакая другая отрасль, отражает характер развития экономики в целом.

Несмотря на эту неопределенность, есть факторы, которые, независимо от экономики, требуют незамедлительных решений в части повышения энергоэффективности. Прежде всего, это катастрофическое старение энергетического оборудования и электрических сетей. Доля потребителей тепла и электроэнергии значительно изменилась в сторону потребителей первой категории, прежде всего жилищно-коммунального сектора, а этот потребитель не подлежит регулированию, как в снижении тепловой, так и электрической нагрузки. Его не отключишь, ему требуется высокая надежность, а это требует существенных затрат на техническое перевооружение как генерации, так и сетей, при этом необходима комплексная модернизация всего энергетического комплекса: генерации, электрических и тепловых сетей.

Поэтому, для написания выпускной квалификационной работы принята тема: «Реконструкция участка электрических сетей напряжением 220 кВ, включая подстанцию Магдагачи, в Амурской области».

Данная тема актуальна, поскольку усилит связь между двумя энергорайонами, а объединение энергорайонов влечет за собой много положительных моментов, таких как снижение резерва мощности, повышения надежности электроснабжения потребителей, уменьшение суммарного максимума нагрузки, взаимопомощь в случае неодинаковых сезонных изменений нагрузки, при проведении ремонтов и т.д.

Цель работы – увеличение статической устойчивости контролируемого сечения связи между Центральным и Западным энергорайонами Амурской энергетической системы.

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Разработка вариантов реконструкции электрической сети и выбор наиболее оптимального;
- Реконструкция подстанций, на которые будет осуществлен заход новой линии. Для этого необходимо произвести:
  - Выбор схемы распределительного устройства;
  - Выбор оборудования;
  - Разработка заземления и молниезащиты.
- Разработка конструктивного исполнения новой линии;
- Выбор и расстановка релейной защиты новой линии;
- Расчет нормальных и послеаварийных режимов после развития электрической сети.

# 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В РАЙОНЕ РАЗМЕЩЕНИЯ ПС МАГДАГАЧИ

## 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Магдагачинского района

Магдагачинский муниципальный район расположен в северо-западной части Амурско-Зейской равнины Приамурья. Западная граница района проходит вдоль реки Амур. С севера Магдагачинский район граничит с Сковородинским, Тындинским и Зейским районами, с юга – с Шимановским районом.

Территория района составляет 1 667 700 га.

С точки зрения промышленности регион также обладает потенциалом. Здесь осваиваются крупные месторождения сырья, используемого при производстве строительных материалов. Также разведаны месторождения руд редких металлов.

Выбор электрооборудования, соответствующей изоляции, прокладка трассы ВЛ должны осуществляться с учетом инженерно-геологических, климатических, существующих условий землепользования, ограничений природоохранного характера и других факторов.

Так, при возведении ЛЭП в рассматриваемом районе следует учесть следующие усложняющие условия строительства:

- глинистая структура, переувлажненность почв в летний период;
- рельеф представлен низкогорьем – системой невысоких (абсолютные отметки – 600-800 м, относительные – 200-500 м) горных хребтов;
- большое количество ручьев, рек.

Климат района резкоконтинентальный. Средняя температура июля - +18,8°C, января –26,2°C. Годовое количество осадков - до 430 мм. Зимой снежный покров 17 см.

Сведем в таблицу 1 климатогеографические данные, необходимые при последующем проектировании.

Таблица 1 – Климатогеографические характеристики

Характеристика	Показатель
Район по ветру	III
Район по гололеду	III
Средняя скорость ветра, м/с	2,9
Минимальная температура, °С	-52
Максимальная температура, °С	+36
Среднегодовая температура, °С	-3,7
Сейсмичность района, баллов	7
Количество грозových часов	40-60
Глубина промерзания грунта, м	3,9-4,5

Таким образом, были составлены климатогеографические характеристики района для дальнейшего выбора электроустановок.

## 1.2 Характеристика источников питания района

Источниками питания в данном районе являются Зейская ГЭС и ПС Сковородино.

### **Зейская ГЭС**

Зейская гидроэлектростанция расположена в Амурской области, в городе Зее, в 560 километрах от областного центра — города Благовещенска.

Основным видом деятельности Зейской ГЭС является производство электрической и тепловой энергии.

В Дальневосточной энергосистеме Зейская ГЭС осуществляет следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Регулирование частоты;
- Прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по

энергосистеме;

- Аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии.

Полнота и степень выполнения этих функций зависят от требований, предъявляемых к режиму работы водохранилища.

Таблица 2 – Основные показатели Зейской ГЭС

Количество гидроагрегатов	6
Установленная мощность МВт	1330
Проектная среднегодовая выработка, млрд кВт·ч	4,91

Оборудование:

1. Турбины:

диагональные поворотные-лопастные мощность — 215-225 МВт

расход воды через турбину при расчётном напоре 78,5 м - 303 м<sup>3</sup>/с

частота вращения 136,4 об/мин

Изготовитель — Ленинградский металлический завод

2. Генераторы:

установленная мощность

1Г, 2Г, 4Г, 5Г — 225 МВт

3Г, 6Г — 215 МВт

Завод-изготовитель — «Электросила»

3. Трансформаторы:

Напряжение — 15,75 кВ

Заводы изготовители

2-5 энергоблоки — «Запорожтрансформатор»

1,6 энергоблоки — «ABB» (Швейцария)

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два

гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (г№3 - г№6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/500 и ТНЕРЕ-265000/525 для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ-4ГТ и 5ГТ-6ГТ).

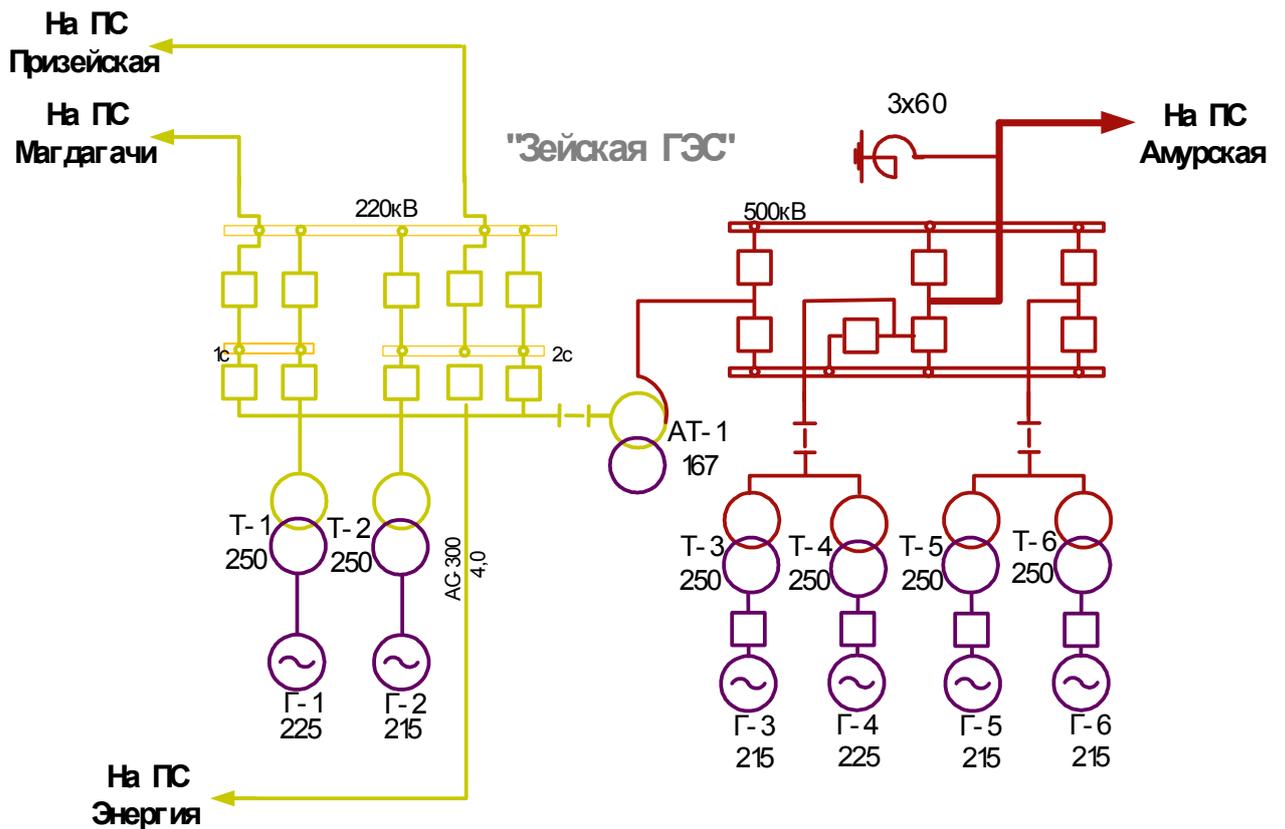


Рисунок 1 – Главная схема ЗГЭС

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. На ОРУ-500 кВ применена «полуторная» схема с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «одиночная секционированная система шин с обходной» с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

Зейская ГЭС связана с Дальневосточной энергосистемой двумя линиями 500 кВ через ПС «Амурская» Л-501 и Л-502. Связь с хабаровской энергосистемой по линиям 500 кВ идёт через шины Бурейской ГЭС. По четырем линиям 220 кВ связь с энергосистемой дальнего востока осуществляется через п/с «Призейская» Л-208, п/с «Светлая» Л-200, Л-201С, п/с «Магдагачи» Л-203. С подстанцией «Энергия» связь осуществляется отпайками от Л-200 и Л-201.

### **ПС Сковородино**

Подстанция 220 кВ «Сковородино» трансформаторной мощностью 126 МВА введена в эксплуатацию в 1977 году, располагается в Амурской области. Являясь узловой подстанцией, она обеспечивает электроснабжение потребителей Сковородинского района Амурской области, в том числе Березитового рудника, тяговых подстанций РЖД в Приамурье.

На ПС Сковородино смонтировано три открытых распределительных устройства ОРУ-220, ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ, а так же ЗРУ-10 кВ. ОРУ-220 кВ и ОРУ-110 кВ выполнены по схеме «две системы шин с обходной». Между собой ОРУ-220 кВ и ОРУ-110 кВ связаны группой АТ 2 $\hat{h}$ 63 МВА. ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ и ЗРУ-10 кВ связаны двумя трансформаторами Т 2 $\hat{h}$ 25.



### 1.3 Характеристика электрических сетей района размещения ПС Магдагачи

Анализ существующей схемы сети необходим для выявления слабых мест сети, для выработки в дальнейшем решений по их устранению.

На рассматриваемом участке электрической сети расположены ПС Скворидино, ПС Ульручи – тяговая, ПС Талдан – тяговая, ПС Гонжа – тяговая, ПС Магдагачи, ПС Сулус – тяговая, ПС Ключевая, ПС Толбузино. Характеристики ПС сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Характеристики подстанций, расположенных в районе реконструируемого участка сети

Название ПС	Тип ПС	Номинальные напряжения, кВ	Количество силовых трансформаторов	Суммарная мощность, МВА
Скворидино	Узловая	220/110/35/10	4	176
Ульручи	Тяговая	220/27,5/10	2	80
Талдан	Тяговая	220/27,5/10	2	80
Гонжа	Тяговая	220/27,5/10	2	80
Магдагачи	Узловая	220/35/27,5/10	3	105
Сулус	Тяговая	220/27,5/10	2	80
Ключевая	Узловая	220/35/10	2	29
Толбузино	Тупиковая	35/10	2	2

Выше описанные подстанции представим на карте – схеме.



Воздушные линии в рассматриваемом районе выполнены алюминиевыми проводами со стальным сердечником марки АС. Сведем характеристики ВЛ в таблицу 4.

Таблица 4 – Характеристики ВЛ рассматриваемого района

Линия	Тип линии	Марка и сечение провода	Длина линии
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручы-Т	ВЛ	АС – 240/39	29,63
ПС 220 кВ Ульручы-Т - отп1	ВЛ	АС-240/39	15
отп1 - ПС 220 кВ Магдагачи	ВЛ	АС-240/39	109,15
отп1 - ПС 220 кВ Талдан-Т	ВЛ	АС-240/39	0,43
ПС 220 кВ Сквородино – отп 2	ВЛ	АС-300/39	35
отп 2 - ПС 220 кВ Гонжа-Т	ВЛ	АС-240/39	79,9
отп 2 - ПС 220 кВ Талдан-Т	ВЛ	АС-240/39	0,34
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Сулус-Т	ВЛ	АС – 240/39	33,62
ПС 220 кВ Сулус-Т – ПС 220 кВ Ключевая	ВЛ	АС-300/39	20,61
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Ключевая	ВЛ	АС – 240/39	54,6
ПС 220 кВ Гонжа-Т – ПС 220 кВ Магдагачи	ВЛ	АС – 400/51	35,97
ЗГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	ВЛ	АС – 50/8	132,5

Рассмотренные воздушные линии представим на рисунке 4.



#### 1.4 Характеристика ПС Магдагачи

Подстанция «Магдагачи 220/35/27,5/10 кВ» входит в ОЭС Востока и расположена на севере-западе амурской области в поселке городского типа Магдагачи, принадлежащем Центральному энергетическому району Амурской энергетической системы.

Подстанция узлового типа предназначена не только для питания потребителей, но и для передачи потоков мощности в смежные сети своей и соседних энергосистем. Питание получает от Зейской ГЭС по воздушной линии 220 кВ сечением провода АС - 400. Так же из Западного энергетического района от ПС 220 кВ Сковородино по воздушной линии 220 кВ сечением провода АС - 300.

На ПС220 кВ Магдагачи установлено следующее оборудование:

Трансформаторы силовые марки – ТДТНЖ-25000/220/35/10, ТДТНЖ-40000/220/27,5/10 ТДТНЖ-40000/220/35/27,5. Диспетчерское наименование Т-1, Т-2 и Т-3.

Трансформатор Т-1 был изготовлен в 1976г. введен в эксплуатацию в 1977 году. Трансформатор Т-2 изготовлен в 1986 году, введен в эксплуатацию в 1986 году. Трансформатор Т-3 изготовлен в 1985 году, введен в эксплуатацию в 1986 году. На Т-1 установлено устройство РПН типа CRND-150/40, на Т-2 и Т-3 типа – РС-4. Место установки – 220 кВ, У. Для Т-1 РПН изготовлено в 1977г., для Т-2 РПН изготовлено в 1985 г., для Т-3 РПН изготовлено в 1985 г. У Т-1 и Т-3 установлено устройство ПБВ. Место установки – 35 кВ, У.

1. Масляные выключатели У-220-2000-25 для подключения СТ.

В-220 Т-1 изготовлен УЭТМ в 1977 году, введен в эксплуатацию в 1977г. В-220 Т-2 изготовлен УЭТМ в 1985 году, введен в эксплуатацию в 1986 году. В-220 Т-3 изготовлен УЭТМ в 1985 году, введен в эксплуатацию в 1986 году.

Обходной выключатель 220 кВ – У-220-1000/25-У1 был изготовлен УЭТМ в 1985 году и в 1986 году введен в эксплуатацию.

Выключатели марки У-220-1000/2000-25-У1– 2 шт. были изготовлены УЭТМ и введены в эксплуатацию в 1977 году.

Выключатель марки ВЭБ-220 II-50/3150 УХЛ1 был изготовлен УЭТМ и введен в эксплуатацию в 2011г

Секционный выключатель СВ-220 марки SIMENS 3AP1DT был изготовлен в 2011 г., введен в эксплуатации в 2013 г.

2. Разъединители марок: РДЗ-2-220/1000 УХЛ1 – 12 шт.; РНДЗ–220/1000 У1 – 7 шт.; РГН.1а-220 II/1000-40 УХЛ1– 7 шт.

3. Трансформаторы собственных нужд. Диспетчерское наименование – ТСН1 и ТСН2. Марка ТСН – ТМ-630/10-66У1 (расшифровывается как трансформатор трехфазный, охлаждение масляное с естественной циркуляцией масла и воздуха). ТСН-1 и ТСН-2 изготовлены в 2011 году, введен в эксплуатацию в 2012 году. Установлено устройство ПБВ.

4. Шунтирующий реактор. Марка – РТД-20000/35-У1 (расшифровывается как реактор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла). Изготовлен в 1985 г., введен в эксплуатацию в 1986 году.

5. Трансформаторы напряжения – НАМИ-220 УХЛ1 – 6 шт. изготовлены в 2011 г., введены в эксплуатацию в 2012 году.

6. ОПН на ВН марки ОПНп 220/800/154-10-III-УХЛ1 изготовлены в 2005 г., введены в эксплуатацию в 2007 году.

Однолинейная схема ПС Магдагачи представлена на рисунке 5,



## 1.5 Анализ существующего режима

### 1.5.1 Определение исходных данных для расчета режимов в ПВК RastrWin 3

Расчет установившихся режимов необходим для оценки возможности их существования, анализа уровней напряжений в узлах и регулирования напряжения, определения перетоков мощности по ВЛЭП и через трансформаторы, а также для определения и анализа потерь мощности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. Значение напряжений на шинах ИП – ПС Сковородино 220/110/35/10 кВ и ПС ЗГЭС 220кВ примем согласно контрольным замерам, произведенным Амурским предприятием магистральных электрических сетей 16 декабря 2015 г.

Расчет режима будем производить в программно-вычислительном комплексе RastrWin. Данный программно-вычислительный комплекс предназначен для решения задач составления и анализа уравнений установившегося режима и может использоваться при эксплуатации и проектировании электроэнергетических систем, оптимизации режимов, расчета токов КЗ и т.д.

Для расчета составляется схема замещения необходимых балансирующих и нагрузочных узлов. Схема представлена на листе №2 графической части и включает в себя два ИП и 7 ПС с высшим напряжением 220 кВ.

Нагрузки, кроме реконструируемой ПС «Магдагачи» 220/35/27/10 кВ, приведены к высокой стороне.

Устройства компенсации реактивной мощности учитываются проводимостью шунта, данное значение можно определить по следующей формуле:

$$b_{KV} = \frac{Q_{KV} \cdot 10^6}{U_{действ}^2}, \quad (1)$$

где  $U_{действ}$  – значение напряжения на шинах ПС в месте компенсации.

Параметры трансформаторов учитываются в узлах связи различных классов напряжения, а также на реконструируемой ПС.

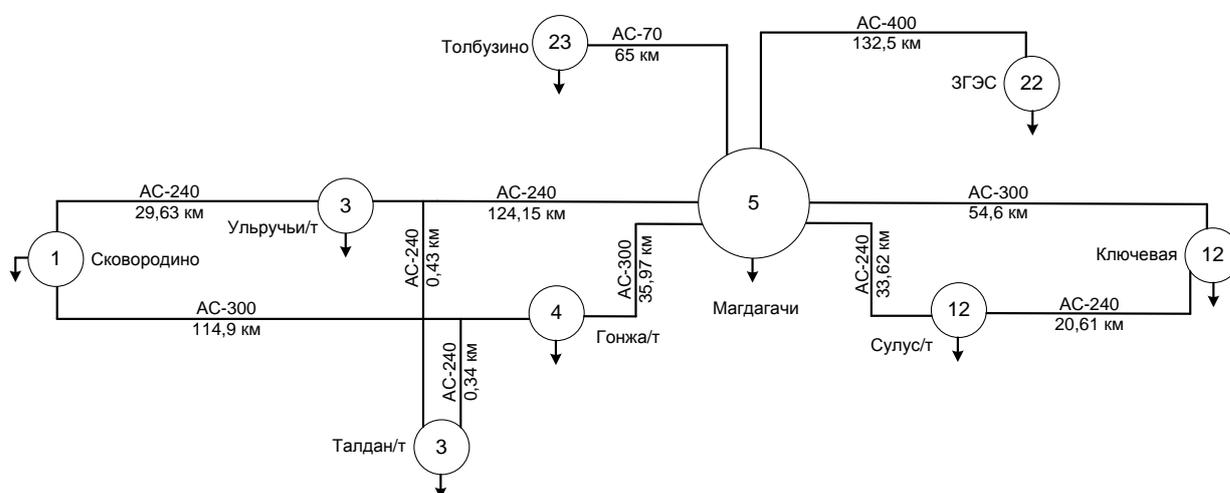


Рисунок 6 – Граф реконструируемого участка лектрической сети

Параметры схемы замещения линий сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Параметры схемы замещения линий

Линия	Марка провода	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$B$ , мкСм
1-2	АС – 240/39	0,33	3,26	-33
2-21	АС-240/39	0,01	0,09	-2,2
21-5	АС-240/39	1,37	13,66	-136,4
21-3	АС-240/39	0,04	0,05	-0,5

Линия	Марка провода	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$B$ , мкСм
20-4	АС-300/39	7,84	34,32	-211,2
20-3	АС-240/39	0,03	0,04	-0,04
5-12	АС-240/39	0,37	3,7	-37
12-13	АС – 240/39	0,23	2,27	-22,7
5-13	АС-300/39	5,35	23,42	-144,1
13-14	АС – 240/39	0,26	2,64	-26,4
4-5	АС – 300/39	3,52	15,43	-95
22-5	АС – 400/51	9,94	55,65	-357,8
8-23	АС – 50/8	21	20,55	-

### 1.5.2 Расчет установившегося режима

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности. Нагрузки в данном режиме максимальны.

Таблица 6 – Расчетные значения токов ветвей схемы

Название	Марка и сечение провода	$I$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I/I_{\text{доп}}$ , %
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручы-Т	АС-240	169	610,0	27,8
ПС 220 кВ Ульручы-Т - отп1	АС-240	150	610,0	24,5
отп1 - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-240	133	610,0	21,9

Название	Марка и сечение провода	I, А	I <sub>доп</sub> , А	I/I <sub>доп</sub> , %
отп1 - ПС 220 кВ Талдан-Т	АС-240/39	19	610,0	3,1
ПС 220 кВ Сковородино - отп 2	АС-300/39	38	690,0	5,5
отп 2 - ПС 220 кВ Гонжа-Т	АС-240/39	43	690,0	6,2
отп 2 - ПС 220 кВ Талдан-Т	АС-300/39	22	610,0	3,7
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Сулус-Т	АС-240/39	210	610,0	34,4
ПС 220 кВ Сулус-Т - ПС 220 кВ Ключевая	АС-240/39	191	610,0	31,4
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Ключевая	АС-300/39	51	690,0	7,5
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы-Т	АС-240/39	126	610,0	20,7
ПС 220 кВ Гонжа-Т - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-300/39	26	690,0	4,4
ЗГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-400/51	158	830,0	20,1
ПС-35 кВ Толбузино – ПС 220 кВ Магдагачи	АС-240/39	19	265,0	7,3

Таблица 7 – Расчетные значения напряжений узлов

№ узла	Название	$U_{ном}$ , кВ	$U_{расч}$ , кВ
1	ПС 220 кВ Сковородино	230	230,00
2	ПС 220 кВ Ульручы-Т	230	229,69
3	ПС 220 кВ Талдан-Т	230	229,69
4	ПС 220 кВ Гонжа-Т	230	229,06
5	ПС 220 кВ Магдагачи	230	229,20
6	нейтраль Т-1	230	230,15
7	ЗРУ -10 кВ	11	10,97
9	нейтраль Т-2	230	37,50
10	ОРУ-27,5 кВ	28	229,32
12	ПС 220 кВ Сулус-Т	230	27,79
13	ПС 220 кВ Ключевая	230	231,78
14	ПС 220 кВ Чалганы-Т	230	228,91
15	нейтраль Т-1	230	228,77
16	ОРУ-27,5 кВ	28	228,61
17	ЗРУ-10 кВ	11	227,53
18	нейтраль Т-2	230	27,54
19	ОРУ-35 кВ	38	10,92
20	отп 2	230	229,67
21	отп1	230	36,86

№ узла	Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{расч}}$ , кВ
22	ЗГЭС	230	229,69
23	ПС-35 кВ Толбузино	38	229,69

По результатам расчета видно, что отклонения напряжения в узлах колеблются в допустимых пределах. Токовая нагрузка линий незначительная.

### 1.5.2 Расчет послеаварийного режима

Для расчета послеаварийного режима, аварийно отключим загруженную на 27,8% линию ПС Сковородино – ПС Ульручи - тяговая. Результаты расчета послеаварийного режима, рассчитанного с помощью ПВК RastrWin, представлены в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 – Расчетные значения токов ветвей схемы

Название	Марка провода	I, А	I <sub>доп</sub> , А	I/I <sub>доп</sub> , %
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручи-Т	АС-240/39	откл	610,0	-
ПС 220 кВ Ульручи-Т - отп1	АС-240/39	36	610,0	5,9
отп1 - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-240/39	134	610,0	22,0
отп1 - ПС 220 кВ Талдан-Т	АС-240/39	152	610,0	24,9
ПС 220 кВ Сковородино - отп 2	АС-300/39	207	690,0	30,1
отп 2 - ПС 220 кВ Гонжа-Т	АС-240/39	44	690,0	6,3
отп 2 - ПС 220 кВ Талдан-Т	АС-	173	610,0	28,4

Название	Марка провода	I, А	I <sub>доп</sub> , А	I/I <sub>доп</sub> , %
	300/39			
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Сулус-Т	АС- 240/39	212	610,0	34,7
ПС 220 кВ Сулус-Т - ПС 220 кВ Ключевая	АС- 240/39	193	610,0	31,6
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Ключевая	АС- 300/39	52	690,0	7,5
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы-Т	АС- 240/39	127	610,0	20,9
ПС 220 кВ Гонжа-Т - ПС 220 кВ Магдагачи	АС- 300/39	26	690,0	4,4
ЗГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	АС- 400/51	159	830,0	20,3
ПС-35 кВ Толбузино – ПС 220 кВ Магдагачи	АС- 240/39	19	265,0	7,4

Таблица 9 – Расчетные значения напряжений узлов

№ узла	Название	$U_{ном}$ , кВ	$U_{расч}$ , кВ	$\Delta U$ , %
1	ПС 220 кВ Сковородино	230	230,00	0
2	ПС 220 кВ Ульручы-Т	230	227,54	1,08
3	ПС 220 кВ Талдан-Т	230	227,54	1,08
4	ПС 220 кВ Гонжа-Т	230	226,86	1,38
5	ПС 220 кВ Магдагачи	230	226,99	1,37
6	нейтраль Т-1	230	227,93	0,9

№ узла	Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{расч}}$ , кВ	$\Delta U$ , %
7	ЗРУ -10 кВ	11	10,86	1,3
9	нейтраль Т-2	230	227,09	1,28
10	ОРУ-27,5 кВ	28	27,52	0,07
12	ПС 220 кВ Сулус-Т	230	227,09	1,28
13	ПС 220 кВ Ключевая	230	229,58	0,18
14	ПС 220 кВ Чалганы-Т	230	226,70	1,46
15	нейтраль Т-1	230	226,55	1,52
16	ОРУ-27,5 кВ	28	27,52	0,07
17	ЗРУ-10 кВ	11	10,72	2,6
18	нейтраль Т-2	230	227,09	1,28
19	ОРУ-35 кВ	38	34,6	8,38
20	отп 2	230	227,40	1,14
21	отп 1	230	226,70	1,45
22	ЗГЭС	230	227,55	0,07
23	ПС-35 кВ Толбузино	38	35,9	4,46

Из результатов расчета видно, что при отключении ВЛ ПС Сквородино – ПС Ульручи – тяговая, значительно возросла нагрузка ВЛ ПС Сквородино – ПС Гонжа – тяговая, осуществляющей взаимосвязь Центрального и Западного энергорайонов Амурской области.

## 2. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Задача расчета: по данным контрольных замеров в зимний и летний периоды определить зимние и летние вероятностные характеристики электрических нагрузок. Также необходимо уточнить максимальные нагрузки, которые будут определяться составом и процентом подключаемых потребителей.

Данный раздел является базовым, так как от нахождения вероятностных характеристик зависит дальнейший выбор оборудования подстанций, проводов и опор линий электропередач.

#### 2.1.1 Расчёт нагрузок существующих подстанций

*Средняя мощность* – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

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

где  $P_{cp}$  – средняя мощность,

$T$  - период,

$P_i$  – мощность, соответствующая времени  $t_i$  на графике нагрузок.

Под *среднеквадратичной (эффективной) мощностью* понимают математическое ожидание квадратов мощности за анализируемый период времени. Эта мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}, \quad (3)$$

где  $P_{эф}$  – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

*Максимальная мощность* – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для

выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

$$P_{\max} = P_{cp} + t_{\beta} \cdot \sigma_p = P_{cp} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right) \quad (4)$$

где  $P_{\max}$  – максимальная мощность,

$t_{\beta}$  – коэффициент Стьюдента,

$\sigma_p$  – среднеквадратичное отклонение,

$k_{\phi}$  – коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$k_{\phi} = \frac{P_{ск}}{P_{cp}} \geq 1 \quad (5)$$

Под *минимальной мощностью* понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Определяется для оценки устойчивости работы системы.

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot \left(1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right) \quad (6)$$

По данным дня контрольного замера строим график нагрузки для зимы и для лета и вычисляем вероятностные характеристики.

Для выбора силовых трансформаторов и для анализа электрического потребления необходимо определить среднюю активную и реактивную мощность.

Таблица 10 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок на подстанциях

Подстанция	Вре мя	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{min}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$Q_{cp}$ , МВар	$Q_{эф}$ , МВар	$Q_{min}$ , МВар	$Q_{max}$ , МВар
Талдан- тяговая	Зима	3	3,1	2,1	5,3	6,3	7,37	5,4	12,4
Ульручы- тяговая	Зима	3	3,1	2,1	6	6,3	7,37	5,9	12,8
	Лето	2,7	2,9	1,9	5,4	6,1	7,1	3,6	12,3

Гонжа- тяговая	Зима	3	3,1	2,1	6	6,3	7,37	3,882	12,8
	Лето	2,7	2,9	1,9	5,4	6,1	7,1	3,6	12,3
Магдагачи	Зима	17,9	18,7	15,3	20,1	6,9	7,2	5,3	8,1
	Лето	16,9	17,9	14,5	19,3	6,4	6,8	4,9	7,5
Сулус- тяговая	Зима	3	3,1	2,1	5,3	6,3	7,37	5,4	12,4
	Лето	2,7	2,9	1,9	5,1	6,1	7,1	3,6	11,9
Ключевая	Зима	41,8	42,7	39,5	46,3	1,7	1,9	0,5	2,4
	Лето	37,9	39,8	36,4	44,5	1,5	1,7	0,4	2,1
Чалганы- тяговая	Зима	13	13,1	12,1	15,3	6,3	7,37	3,882	9,5
	Лето	12,7	12,9	11,9	15,1	6,1	7,1	3,6	8,9

### 2.1.2 Прогнозирование электропотребления

Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов:

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

где  $P^{\text{баз}}$  – базовая заданная мощность;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,09;

$t_{\text{прог}}$  – год на который определяется электрическая нагрузка (2020 год);

$t_{\text{баз}}$  – год в который снимался первый замер (2015 год).

Для зимы:

$$P_{\text{ср\_Магдагачи}}^{\text{прог}} = 17,9 \cdot (1 + 0,0323)^5 = 21 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{эф\_Магдагачи}}^{\text{прог}} = 18,7 \cdot (1 + 0,0323)^5 = 21,92 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{мах\_Магдагачи}}^{\text{прог}} = 20,1 \cdot (1 + 0,0323)^5 = 23,56 \text{ МВт};$$

Для лета:

$$P_{\text{ср\_Магдагачи}}^{\text{прог}} = 6,9 \cdot (1 + 0,0323)^5 = 8,09 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{эф\_Магдагачи}}^{\text{прог}} = 7,2 \cdot (1 + 0,0323)^5 = 8,44 \text{ МВт};$$

$$P_{\max\_Магдагачи}^{прог} = 8,1 \cdot (1 + 0,0323)^5 = 7,5 \text{ МВт.}$$

Прогнозируемая реактивная мощность находится аналогично.

Остальные значения прогнозируемых нагрузок приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок на подстанциях.

Подстанция	Время	Рср, МВт	Рэф, МВт	Рmax, МВт	Qср, МВар	Qэф, МВар	Qmax, МВар
Талдан- тяговая	Зима	3,52	3,63	6,21	7,39	8,64	14,54
	Лето	3,17	3,40	5,98	7,15	8,32	13,95
Ульручи- тяговая	Зима	3,52	3,63	7,03	7,39	8,64	15,01
	Лето	3,17	3,40	6,33	7,15	8,32	14,42
Гонжа- тяговая	Зима	3,52	3,63	7,03	7,39	8,64	15,01
	Лето	3,17	3,40	6,33	7,15	8,32	14,42
Магдагачи	Зима	20,98	21,92	23,56	8,09	8,44	9,50
	Лето	19,81	20,98	22,62	7,50	7,97	8,79
Сулус- тяговая	Зима	3,52	3,63	6,21	7,39	8,64	14,54
	Лето	3,17	3,40	5,98	7,15	8,32	13,95
Ключевая	Зима	49,00	50,06	54,28	1,99	2,23	2,81
	Лето	44,43	46,66	52,17	1,76	1,99	2,46
Чалганы- тяговая	Зима	15,24	15,36	17,94	7,39	8,64	11,14
	Лето	14,89	15,12	17,70	7,15	8,32	10,43

Суммарная мощность рассматриваемого района составила 120,5 МВА, ожидается рост до 140,7 МВА.

В перспективе ожидается еще больший рост нагрузки в связи с заходом в Амурскую область газопровода «Сила Сибири», кроме того для обеспечения надежности этих потребителей необходимо усиление связи между энергорайонами.

## **2.2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции**

При разработке возможных вариантов схем электрической сети используются следующие принципы составления вариантов.

- линии не должны пересекаться;
- обязательный учет категоричности потребителей по надежности электроснабжения;
- исключение обратных перетоков мощности в разомкнутых сетях;
- исключение объединения маломощных подстанций с крупными в замкнутых сетях;
- возможное применение простых конфигураций электрических сетей.
- нежелательное применение сложнзамкнутых схем;
- связность сети;
- разветвление электрической сети целесообразно осуществлять в узле нагрузки;
- вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надежности электроснабжения;
- необходимо предусмотреть возможность развития электрических нагрузок в пунктах потребления;
- вариант электрической сети должен быть технически осуществимым.

При построении вариантов необходимо учитывать, что магистральные сети по сравнению с кольцевыми имеют большую протяженность воздушных линий в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ, меньшую стоимость потерь электроэнергии. Кольцевые сети более надежны, гибки, удобны при дистанционном управлении.

При разработке схем учитывается и то, что замкнутые схемы более надежны, а разомкнутые – более экономически выгодные, что немаловажно.

Схемы электрических сетей должны с минимальными затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество

энергии у приёмников, безопасность эксплуатации сети, а также возможность её дальнейшего развития и подключение новых потребителей.

Так как сеть загружена, а связь между центральным и западным энергетическими районами Амурской области осуществляется только по 2 линиям с отпайками, предлагается ввести новую линию 220 кВ ПС Сквородино – ПС Магдагачи:

Вариант №1: рассмотреть существующую сеть 220 кВ с введением линии 220 кВ ПС Сквородино – ПС Магдагачи с целью повышения статической устойчивости контролируемого сечения связи между Центральным и Западным энергорайонами Амурской энергетической системы; произвести реконструкцию ПС Магдагачи с заменой трех силовых трансформаторов четырьмя с целью повышения надежности электроснабжения тяговых потребителей.

Вариант №2: рассмотреть существующую сеть 220 кВ с введением линии 220 кВ ПС Сквородино – ПС Магдагачи с целью повышения статической устойчивости контролируемого сечения связи между Центральным и Западным энергорайонами Амурской энергетической системы; произвести реконструкцию ПС Магдагачи с заменой 3 силовых трансформаторов двумя новыми, с целью повышения надежности электроснабжения тяговых потребителей; перевести питание ПС-35 кВ Толбузино с ПС Магдагачи на ПС Ключевая с целью получения большей экономической эффективности.

#### 2.2.1. Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение существенно влияет на технико-экономические показатели и технические характеристики электрической сети. При повышении номинального напряжения происходит снижение сечения проводов, снижение потерь мощности и энергии, снижение эксплуатационных издержек. Но при этом увеличиваются капитальные затраты на сооружение линии, РУ подстанций.

На рассматриваемом участке электрической сети связь между двумя энергорайонами осуществляется по двум линиям 220 кВ, и не представляется возможным увеличить контролируемое сечение линией 110 кВ, поэтому принимаем напряжение 220 кВ в качестве номинального для проектируемой линии.

### 2.2.2. Компенсация реактивной мощности и выбор компенсирующих устройств

Основным, но не единственным источником реактивной мощности в системе являются генераторы электростанций. Располагаемая реактивная мощность электростанций определяется согласно номинальному коэффициенту мощности установленных на станциях генераторов. Кроме этого, в электрических сетях широко используются дополнительные источники реактивной мощности — компенсирующие устройства (КУ). Основным типом КУ, устанавливаемых на подстанциях потребителей, являются конденсаторные батареи.

Решить вопрос о необходимости установки КУ в проектируемой сети следует до выполнения расчетов возможных вариантов схемы и параметров сети, так как компенсация реактивной мощности влияет на передаваемые по линиям электропередачи и через трансформаторы мощности, на потери мощности и напряжения в элементах сети и может влиять на выбираемые номинальные мощности трансформаторов и сечения проводов линий.

Согласно приказу Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии", для энергопринимающих устройств потребителей в точках поставки с уровнем напряжения 220 кВ и выше, а также с уровнем напряжения 110 кВ (154 кВ) в случае, если субъектом оперативно-диспетчерского управления в

электроэнергетике заданы предельные значения соотношения активной и реактивной мощности на шинах классом напряжения 110 кВ (154 кВ) и выше объектов электросетевого хозяйства сетевой организации, к которым присоединены такие энергопринимающие устройства, максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети, минимальное значение коэффициента реактивной мощности, генерируемой в часы малых суточных нагрузок электрической сети, а также диапазоны допустимых значений коэффициента реактивной мощности, применяемые в периоды участия потребителя в регулировании реактивной мощности, определяются сетевой организацией на основе расчетов режимов работы электрической сети в указанные периоды, выполняемых сетевой организацией для нормальной и ремонтной схем сети, на основании заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике предельных значений соотношения активной и реактивной мощности на шинах классом напряжения 110 кВ (154 кВ) и выше объектов электросетевого хозяйства данной сетевой организации. /28/

Максимальное значение коэффициента реактивной мощности для потребителей 220 кВ и выше равно 0,5. /28/

### 2.2.3 Выбор сечений линий электропередачи и их конструктивное исполнение

Критерием для выбора сечения проводников ВЛ и КЛ является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводников производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям для дальнейшего анализа. Причем, нормировать следует экономические токовые интервалы каждой марки провода для ВЛ разных напряжений.

Суммарное сечение проводников ВЛ принимается в зависимости от расчетного тока  $I_p$ , номинального напряжения линии, материала и количества цепей опор, района по гололеду и региона страны.

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются: для линий основной сети – расчетные длительные потоки мощности; для линий распределительной сети – совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы.

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети. Значение  $I_p$  определяется по выражению

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (8)$$

где  $\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_m$  и ее значение в максимуме ЭЭС (определяется коэффициентом  $K_M$ ).

Введение коэффициента  $\alpha_i$  учитывает фактор одновременности затрат в технико-экономических расчетах. Для ВЛ 110—220 кВ принимается  $\alpha_i = 1,05$ , что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Значение  $K_M$  принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии.

Для определения тока на 5 год эксплуатации мы изначально при проектировании спрогнозировали нагрузки. Таким образом, мы уже оперируем прогнозируемыми нагрузками.

Согласно проведенному расчету режима,  $I_{\max}$  равен:

$$I_{\max} = 80A, \text{ тогда}$$

$$I_p = 80 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 92,4 \text{ A}$$

Для всех вариантов представим расчётные сечения на головных участках и длительно допустимые токи для выбранных сечений. По длительно допустимым токам производится проверка по условию нагрева проводов. То есть, если ток в линии в послеаварийном режиме меньше, чем длительно допустимый, то данное сечение провода можно выбрать для данной линии.

Таблица 12 – Сечения проводов на проектируемых ветвях для первого и второго варианта

Наименование ВЛ	РвЛ, МВт	Q <sub>неск</sub> , Мвар	I, А	ИПА, А	Марка провода	Текущ-ая марка провода	Замена провода
Вариант №1							
Сковородино – Магдагачи	30	2	57	139	АС-300	-	Не требуется
Вариант №2							
Сковородино – Магдагачи	30	2	48,2	149	АС-300/39	-	Не требуется
Толбузино – Ключевая	1,5	0,3	19	46	АС-50/8	АС-50/8	Не требуется

### 2.2.3 Расчёт приведённых затрат для рассматриваемых вариантов

а) Расчет капитальных вложений производится по укрупнённым показателям.

Общие капитальные вложения на сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

– капиталовложения на сооружение подстанций  $K_{ПС}$ , тыс. руб.;

– капиталовложения на сооружение ЛЭП  $K_{ВЛ}$ , тыс. руб.

$$K_{Общ} = (K_{ПС} + K_{ВЛ}) \cdot K_{Инф}, \quad (9)$$

где  $K_{инф} = 5,8$  - коэффициент инфляции для 2010/2016 г.;

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории.

$$K_{ПС} = (K_{Тр} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{пост}) \cdot K_{инф}, \quad (10)$$

где  $K_{Тр}$  – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса

номинального напряжения;

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств, тыс. руб.;

$K_{ОРУ}$  – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального

напряжения, тыс. руб.;

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

$K_{прос}$  – затраты на вырубку просеки, тыс. руб.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = (K_0 \cdot L) \cdot K_{инф} \quad (11)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии, тыс. руб./км;

$L$  – длина трассы, км.

Капиталовложения на покупку трансформаторов:

$$K_{Тр} = \Sigma K_{Три} \quad (12)$$

где  $\Sigma K_{Три}$  – стоимость трансформаторов на ПС, а также сумма на их монтаж/демонтаж, тыс. руб.

Капиталовложения на сооружении ОРУ:

$$K_{ОРУ} = n_{РУ} \cdot K_{РУ} \quad (13)$$

где  $K_{РУ}$  – стоимость РУ, тыс. руб.;

$n_{PY}$  – количество РУ, шт.

Рассчитаем капиталовложения для варианта существующей сети с новой нагрузкой на ПС Магдагачи:

$$K_{ВЛ} = (1053 \cdot 150) \cdot 5,8 = 916,10 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{ПС} = (63000 + 190280) \cdot K_{И} = 1469 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{общ.}} = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 2385,1 \text{ тыс. руб.};$$

б) Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

– издержки на эксплуатацию и ремонт  $I_{ЭР}$ ;

– издержки на амортизацию  $I_{Ам}$ ;

– стоимость потерь электроэнергии  $I_{\Delta W}$ .

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{АМ} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W} \quad (14)$$

где  $I_{Ам}$  – издержки на амортизационные отчисления, тыс. руб.;

$I_{ЭР}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание, тыс. руб.;

$I_{\Delta W}$  – затраты на передачу электроэнергии, тыс. руб.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{ЭР} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (15)$$

где  $\alpha_{тэоВЛ}$ ,  $\alpha_{тэоПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС.

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы (20 лет):

$$I_{Ам} = \frac{K_{ПС} + K_{ВЛ}}{T_{сл}}, \quad (16)$$

где  $K_{ПС}$  – капиталовложения в ПС, тыс. руб.;

$K_{ВЛ}$  – капиталовложения в ВЛ, тыс. руб.;

$T_{сл}$  – срок службы, лет.

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (17)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W} = 1,94$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч./29/

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах (если есть КУ) в зимний и летний периоды года:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{Тр} + \Delta W_{Кор} + \Delta W_{КУ} \quad (18)$$

где  $\Delta W_{ВЛ}$  – потери электроэнергии в ВЛ, МВт;

$\Delta W_{Тр}$  – потери электроэнергии в трансформаторах, МВт;

$\Delta W_{Кор}$  – потери электроэнергии на корону, МВт;

$\Delta W_{КУ}$  – потери электроэнергии в компенсирующих устройствах, МВт.

Потери в воздушных линиях[7]:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{эф}^3)^2 + (Q_{неск.эф}^3)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{эф}^Л)^2 + (Q_{неск.эф}^Л)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л, \quad (19)$$

где  $T_3, T_Л$  – количество часов зимних и летних дней;

$P_{эф}, Q_{неск.эф}$  – эффективные активная и реактивная мощности ПС соответственно;

$R_{ВЛ}$  – активное сопротивление линии, Ом;

$L$  – длина линии, км.

Потери на корону вычисляется по формуле:

$$\Delta W_{Кор} = \Delta q_k \cdot L, \quad (20)$$

где  $\Delta q_k$  – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, МВт/км;

$L$  – длина линии, км.

Потери на корону учитываются в ВЛ свыше 220 кВ включительно.

Потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{Tr} = \frac{(P_{эф}^3)^2 + (Q_{неск.эф}^3)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{тр} \cdot T_3 + \frac{(P_{эф}^Л)^2 + (Q_{неск.эф}^Л)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{тр} \cdot T_Л + 2 \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_э, \quad (21)$$

где  $\Delta P_{ХХ}$  – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, кВт;

$T_3, T_Л$  – количество часов зимних и летних дней;

$P_{эф}, Q_{неск.эф}$  – эффективные активная и реактивная мощности ПС соответственно;

$R_{тр}$  – сопротивление трансформатора, Ом.

Рассчитаем издержки для ПС «Магдагачи»:

$$I_{Am} = \frac{1496}{20} + \frac{916,1}{20} = 120,6 \text{ тыс.руб.};$$

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{7,9^2 + 2,2^2}{220^2} \cdot 0,249 \cdot 24,938 \cdot 4800 = 125,657 \text{ МВт}\cdot\text{ч/год};$$

$$\Delta W_{Tr} = \frac{7,89^2 + 2,2^2}{110^2} \cdot \frac{1}{2} \cdot 2,5 \cdot 4800 + 2 \cdot 120 \cdot 4800 \text{ МВт}\cdot\text{ч/год};$$

$$\Delta W_{общ} = 165,657 + 11152,3 + 1281,9 = 12599,857 \text{ МВт}\cdot\text{ч/год};$$

$$I_{\Delta W} = 12599,857 \cdot 1,81 = 22810 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{общ} = 40320 + 37950 + 22810 = 101100 \text{ тыс. руб.}$$

в) Среднегодовые расходы:

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

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

$K$  – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети, тыс. руб.;

$I$  – эксплуатационные издержки, тыс. руб.

Приведённые затраты ПС Магдагачи :

$$Z = 0,1 \cdot 2412,1 + 101,1 = 342,31 \text{ тыс. руб.}$$

Подобным образом выполняем расчёт для второго варианта, результаты сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Номер варианта	$\Delta W_{\Sigma}$ , МВт·ч/год	$K_{\Sigma}$ , тыс. руб.	$I_{\Sigma}$ , тыс. руб.	$Z$ , тыс. руб.
Вариант 1	12599,9	2385,9	10140	197340
Вариант 2	12601	2158,1	90640	186000

Вывод: проведя технико-экономическое сравнение двух вариантов, можно сделать вывод, что второй вариант более экономичный, это видно по таким показателям как суммарные капиталовложения, суммарные издержки и среднегодовые затраты.

## 3 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ УЧАСТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

### 3.1 Выбор и характеристика ПВК для расчёта режимов

В данном пункте выполняется расчет и анализ режимов электрической сети Приморского края.

Первым шагом перед расчётом режимов является подготовка исходной информации, то есть расчёт электрических нагрузок и параметров схемы замещения сети.

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима. Расчет режимов работы является важной частью любого проектирования. Просчитав режим можно максимально приблизиться к реальным условиям, электрическим показателям эксплуатации проектируемой сети. По результатам расчета можно получить наиболее точные характеристики сети, такие как, перетоки активной и реактивной мощности, потери в элементах сети, уровни напряжения и т.д.

Проанализировав результаты расчета различных режимов, можно заранее проследить слабые места в сети при различных авариях, средства поддержания характеристик сети в пределах значений ГОСТ 32144-2013 тем самым обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

В настоящей выпускной квалификационной работе для расчета режимов использована программа RastrWin3.

### 3.2 Подготовка исходных данных для расчета

Расчет установившегося режима будет производиться в программе RastrWin3, которая не имеет встроенных баз с параметрами линий, трансформаторов и т.д. Поэтому перед проведением расчетов в программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам

электрической сети в форме понятной RastrWin3. Для этого необходимо рассчитать параметры линии, такие как, активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость, параметры трансформаторов, нагрузки и т.д.

Активное сопротивление линии:

$$R_{\text{вл}} = r_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (23)$$

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

$l_{\text{вл}}$  – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{вл}} = x_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (24)$$

где  $x_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км.

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), в ПВК RastrWin3 моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (25)$$

где  $b_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км.

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями. Также, каждая ступень напряжения в трансформаторе на схеме замещения помимо сопротивления изображается идеальным трансформатором, который не имеет сопротивления, но имеет коэффициент трансформации.

Коэффициенты трансформации для трехобмоточного трансформатора рассчитываются по формулам:

$$K_{\text{тн}} = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}; \quad (26)$$

$$K_{\text{тс}} = \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}}; \quad (27)$$

$$K_{\text{тв}} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{вн}}}, \quad (28)$$

где  $K_{тн}$ ,  $K_{тс}$ ,  $K_{тв}$  – соответственно коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

$U_{нн}$ ,  $U_{сн}$ ,  $U_{вн}$  – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

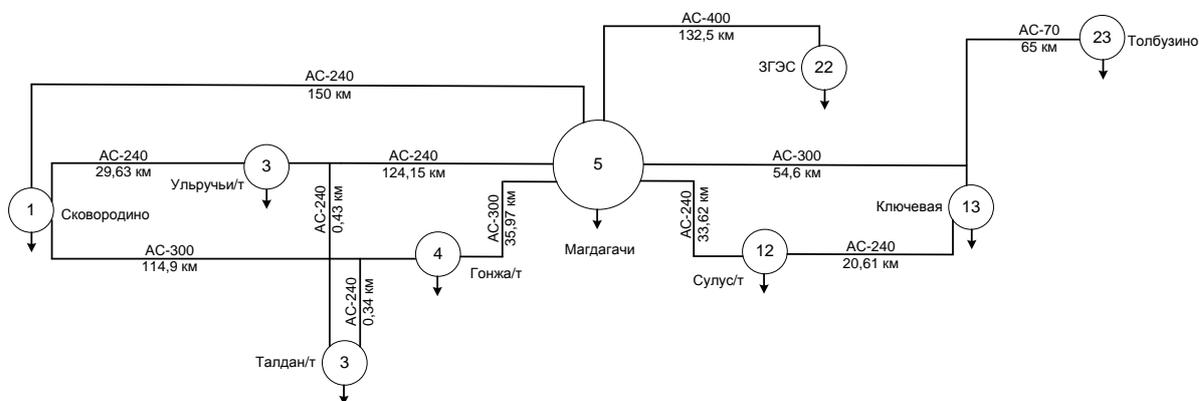


Рисунок 7 - Граф для расчёта режима

### 3.3 Расчёт максимального режима и его анализ

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности. Нагрузки в данном режиме максимальны.

Таблица 14 – Расчетные значения токов ветвей схемы

Название	Марка провода	I, А	I <sub>доп</sub> , А	I/I <sub>доп</sub> , %
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручи-Т	АС-240	102	610,0	16,8
ПС 220 кВ Ульручи-Т - отп1	АС-240	84	610,0	13,7
отп1 - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-240	71	610,0	11,7
отп1 - ПС 220 кВ Талдан-Т	АС-240	16	610,0	2,7
ПС 220 кВ Сковородино - отп 2	АС-300	24	690,0	3,4

Название	Марка провода	I, А	I <sub>доп</sub> , А	I/I <sub>доп</sub> , %
отп 2 - ПС 220 кВ Гонжа-Т	АС-240	27	690,0	4,0
отп 2 - ПС 220 кВ Талдан-Т	АС-300	23	610,0	3,7
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Сулус-Т	АС-240	212	610,0	34,7
ПС 220 кВ Сулус-Т - ПС 220 кВ Ключевая	АС-240	193	610,0	31,6
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Ключевая	АС-300	52	690,0	7,5
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы-Т	АС-240	129	610,0	21,1
ПС 220 кВ Гонжа-Т - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-300	10	690,0	2,9
ЗГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-400	157	830,0	20,0
ПС-35 кВ Толбузино – ПС 220 кВ Чалганы-Т	АС-240	20	265,0	7,5
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-240	79	610,0	13,0

Таблица 15 – Расчетные значения напряжений узлов

№ узла	Название	$U_{ном}$ , кВ	$U_{расч}$ , кВ
1	ПС 220 кВ Сковородино	230	230,00
2	ПС 220 кВ Ульручи-Т	230	229,80
3	ПС 220 кВ Талдан-Т	230	229,80
4	ПС 220 кВ Гонжа-Т	230	229,47
5	ПС 220 кВ Магдагачи	230	229,73

№ узла	Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{расч}}$ , кВ
6	нейтраль Т-1	230	233,23
7	ЗРУ -10 кВ	11	11,05
9	нейтраль Т-2	230	231,10
10	ОРУ-27,5 кВ	28	27,96
12	ПС 220 кВ Сулус-Т	230	229,43
13	ПС 220 кВ Ключевая	230	229,28
14	ПС 220 кВ Чалганы-Т	230	229,11
15	нейтраль Т-1	230	227,54
16	ОРУ-27,5 кВ	28	27,58
17	ЗРУ-10 кВ	11	10,92
18	нейтраль Т-2	230	230,05
19	ОРУ-35 кВ	38	36,96
20	отп 2	230	229,80
21	отп 1	230	229,80
22	ЗГЭС	230	229,55
23	ПС-35 кВ Толбузино	38	35,63

Из результатов расчета видно, что токи в ветвях не превышают длительно-допустимые, а напряжения находятся в пределах, предусмотренных.



### 3.4 Расчёт минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)

Рассмотрим режим наименьших нагрузок (летний минимум).

Контрольные замеры произведены Амурским Ппредприятием Магистральных Электрических Сетей 17 июня 2015 г.

Таблица 16 - Расчетные значения токов ветвей схемы

Название	Марка провода	I, А	I <sub>доп</sub> , А	I/I <sub>доп</sub> , %
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручы-Т	АС-240	154	610,0	25,7
ПС 220 кВ Ульручы-Т - отп1	АС-240	139	610,0	22,8
отп1 - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-240	97	610,0	17,5
отп1 - ПС 220 кВ Талдан-Т	АС-240	40	610,0	6,6
ПС 220 кВ Сковородино - отп 2	АС-300	29	690,0	5,7
отп 2 - ПС 220 кВ Гонжа-Т	АС-240	27	690,0	6,9
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Сулус-Т	АС-240	322	610,0	52,9
ПС 220 кВ Сулус-Т - ПС 220 кВ Ключевая	АС-240	289	610,0	47,4
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Ключевая	АС-300	76	690,0	11,4
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы-Т	АС-240	299	610,0	49,0
ПС 220 кВ Гонжа-Т - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-300	23	690,0	3,3
ЗГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-400	250	830,0	30,2
ПС-35 кВ Толбузино – ПС 220 кВ Чалганы-Т	АС-240	16	265,0	6,0

Название	Марка провода	I, А	I <sub>доп</sub> , А	I/I <sub>доп</sub> , %
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-240	108	610,0	19,9

Таблица 17 - Расчетные значения напряжений узлов

№ узла	Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{расч}}$ , кВ
1	ПС 220 кВ Сковородино	230	230,00
2	ПС 220 кВ Ульручы-Т	230	230,60
3	ПС 220 кВ Талдан-Т	230	230,62
4	ПС 220 кВ Гонжа-Т	230	231,95
5	ПС 220 кВ Магдагачи	230	231,64
6	нейтраль Т-1	230	235,11
7	ЗРУ -10 кВ	11	11,14
9	нейтраль Т-2	230	233,02
10	ОРУ-27,5 кВ	28	28,18
12	ПС 220 кВ Сулус-Т	230	231,69
13	ПС 220 кВ Ключевая	230	231,43
14	ПС 220 кВ Чалганы-Т	230	231,07
15	нейтраль Т-1	230	230,90
16	ОРУ-27,5 кВ	28	28,12

№ узла	Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{расч}}$ , кВ
17	ЗРУ-10 кВ	11	11,08
18	нейтраль Т-2	230	234,63
19	ОРУ-35 кВ	38	37,50
20	отп 2	230	230,62
21	отп1	230	230,62
22	ЗГЭС	230	235,88
23	ПС-35 кВ Толбузино	38	36,43

Из результатов расчета видно, что токи в ветвях не превышают длительно-допустимые, а напряжения находятся в пределах, предусмотренных.

### **3.5 Расчёт характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ**

При расчете послеаварийных и/или ремонтных режимов отключаем наиболее загруженные элементы сети (трансформаторы) и проверяем параметры режима.

Рассмотрим режим отключения Т-2 на подстанции Магдагачи.

Рассмотрим режим наибольших нагрузок (зимний максимум).

Таблица 18 - Расчетные значения напряжений узлов

Название	Марка провода	I, А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I/I_{\text{доп}}$ , %
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручи-Т	АС-240	104	610,0	17,0

Название	Марка провода	I, А	I <sub>доп</sub> , А	I/I <sub>доп</sub> , %
ПС 220 кВ Ульручы-Т - отп1	АС-240	85	610,0	13,9
отп1 - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-240	71	610,0	11,7
отп1 - ПС 220 кВ Талдан-Т	АС-240	17	610,0	2,8
ПС 220 кВ Сковородино - отп 2	АС-300	24	690,0	3,5
отп 2 - ПС 220 кВ Гонжа-Т	АС-240	28	690,0	4,0
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Сулус-Т	АС-240	22	610,0	3,7
ПС 220 кВ Сулус-Т - ПС 220 кВ Ключевая	АС-240	212	610,0	34,7
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Ключевая	АС-300	193	690,0	31,6
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы-Т	АС-240	52	610,0	7,5
ПС 220 кВ Гонжа-Т - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-300	129	690,0	21,1
ЗГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-400	10	830,0	2,8
ПС-35 кВ Толбузино – ПС 220 кВ Чалганы-Т	АС-240	157	265,0	20,0
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Магдагачи	АС-240	20	610,0	7,5

Таблица 19 - Расчетные значения напряжений узлов

№ узла	Название	$U_{ном}$ , кВ	$U_{расч}$ , кВ
1	ПС 220 кВ Сковородино	230	230,00
2	ПС 220 кВ Ульручы-Т	230	229,79

№ узла	Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{расч}}$ , кВ
3	ПС 220 кВ Талдан-Т	230	229,79
4	ПС 220 кВ Гонжа-Т	230	229,43
5	ПС 220 кВ Магдагачи	230	229,68
6	нейтраль Т-1	230	234,34
7	ЗРУ -10 кВ	11	11,02
9	нейтраль Т-2	230	откл
10	ОРУ-27,5 кВ	28	28,08
12	ПС 220 кВ Сулус-Т	230	229,38
13	ПС 220 кВ Ключевая	230	229,23
14	ПС 220 кВ Чалганы-Т	230	229,07
15	нейтраль Т-1	230	227,49
16	ОРУ-27,5 кВ	28	27,58
17	ЗРУ-10 кВ	11	10,91
18	нейтраль Т-2	230	230,01
19	ОРУ-35 кВ	38	36,95
20	отп 2	230	229,79
21	отп 1	230	229,79
22	ЗГЭС	230	229,50

№ узла	Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{расч}}$ , кВ
23	ПС-35 кВ Толбузино	38	35,62

По результатам расчета видно, что токи в ветвях не превышают длительно-допустимые, а напряжения находятся в предусмотренных пределах, в режиме максимальных нагрузок при аварийно отключенном трансформаторе Т-2 на подстанции Магдагачи.



#### 4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Однолинейная схема составляется для всей электроустановки. Составленная схема должна быть простой и наглядной и обеспечивать ряд условий:

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

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

Однолинейную схему проектируемой узловой подстанции (для ОРУ 230 кВ) по условиям работы защит секционируемой ЛЭП выполним с применением схемы две системы шин с одной обходной. Монтируется ОРУ-220 кВ на том же месте, на тех же основаниях с целью повышения экономической эффективности проекта.

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

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

#### 4.1 Общие положения

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

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

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

- ударный ток к.з.

Расчет тока к.з. аналитическим способом включает:

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

- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;

- определение искомого тока к.з.

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

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

- не учитывают емкостную проводимость линий;

- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток к.з. учитывают приближенно;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;

- не учитывают влияние нагрузки;

- при вычислении тока к.з. обычно пренебрегаю активным сопротивлением цепи, если отношение  $\frac{x}{r}$  более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока к.з. -  $T_a$ . В нашем случае  $T_a$  будем определять приближенно.

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

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

- проверка оборудования в условиях короткого замыкания проводится по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя (оборудования) тупиковой линии и создает определенный запас при выборе оборудования других присоединений;

- расчет ударного тока и апериодической составляющей тока к.з. можно выполнять по эквивалентным постоянным времени  $T_a$ , не рассматривая составляющих токов по отдельным ветвям;

- принимая во внимание значительную удаленность РУ 35 кВ и выше от генераторов станций не учитываем затухание периодической составляющей тока к.з., то есть  $I_{пт} = I_{п0}$ .

## 4.2 Составление схемы замещения

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой, средней и низкой сторонах подстанции Магдагачи для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки, система – сопротивлениями и ЭДС.

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

Схема замещения для расчета симметричного трехфазного короткого замыкания представлена на рисунке 10.

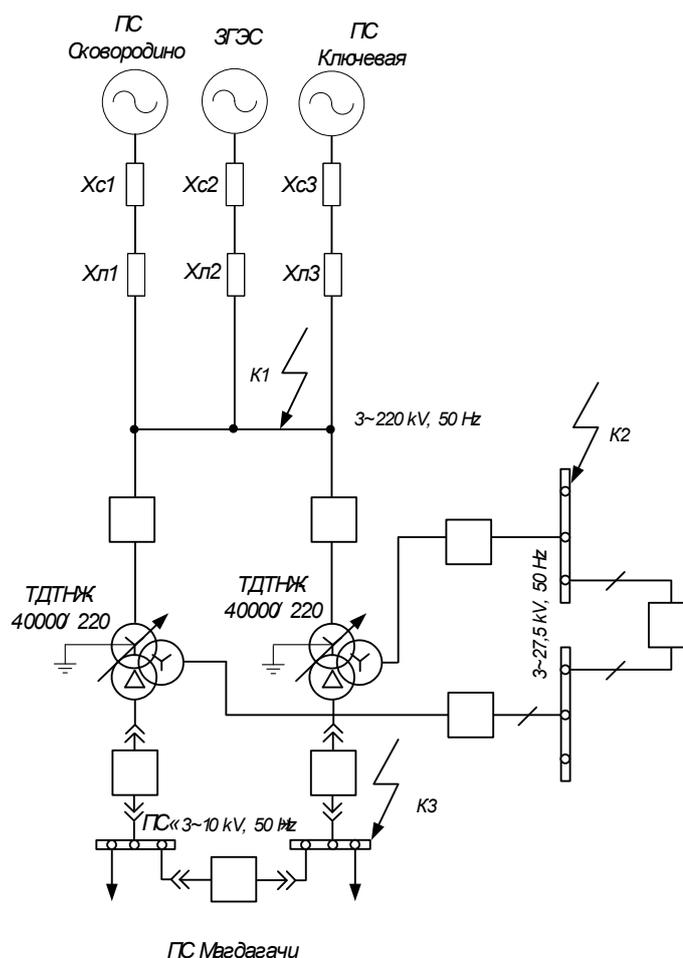


Рисунок 10 - Расчётная схема для токов КЗ на ПС Магдагачи

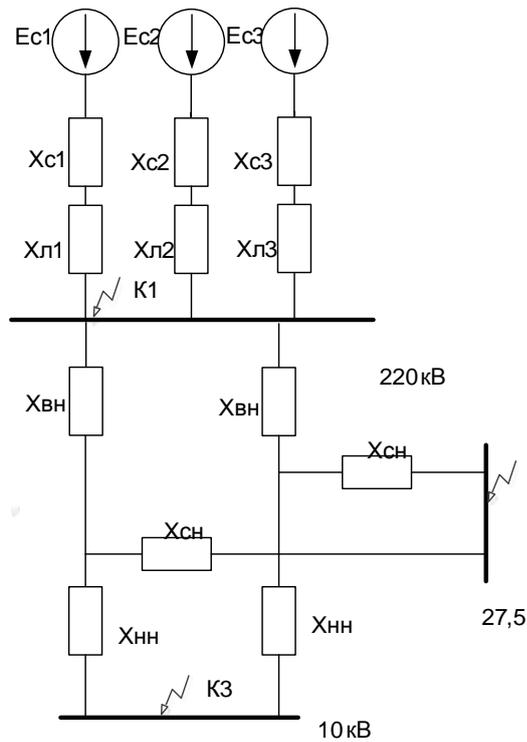


Рисунок 11 - Схема замещения для расчета токов короткого замыкания на ПС Магдагачи

Расчёт выполняем в относительных единицах. Примем базисную мощность, равную  $S_{\delta} = 1000 \text{ МВА}$ . За базисное напряжение примем:

$$U_{BI} = 230 \text{ кВ}, U_{BII} = 27,5 \text{ кВ}, U_{BIII} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Базисный ток рассчитаем по следующей формуле:  $K_3$

$$I_{BI} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{BI}} \quad (29)$$

$$I_{BI} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,5 \text{ кА};$$

$$I_{BII} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{BII}} \quad (30)$$

$$I_{BII} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 21 \text{ кА},$$

$$I_{BIII} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,9 \text{ кА}.$$

Определение параметров схемы замещения.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot U_{БЛ}} \quad (31)$$

$$X_{c1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3,6 \cdot 230} = 0,7 \text{ Ом}$$

$$X_{c2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 230} = 0,4 \text{ Ом.}$$

$$X_{c3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 2,2 \cdot 230} = 1,14 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформаторов:

$$X_{BH} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{мног}}}$$

$$X_{BH} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 3,25 \text{ Ом.}$$

$$X_{CH} \approx 0 \text{ Ом.}$$

$$X_{HH} = \frac{23,9}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линий:

$$X_{.l1} = X_{\text{уд}} \cdot L_1 \cdot \frac{S_B}{U_{БЛ}^2} \quad (32)$$

$$X_{.l1} = 0,429 \cdot 150 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1,22 \text{ Ом}$$

$$X_{.l2} = 1,05 \text{ Ом}$$

$$X_{.l3} = 0,44 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{\text{экв}}} \cdot I_{\sigma}, \quad (33)$$

где  $X_{\text{экв}}$  – эквивалентное сопротивление до точки КЗ;

$I_{\sigma}$  – базисный ток.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)} \quad (34)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no}^{(3)} \quad (35)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (36)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания,  $T_a = 0,03, [5]$ .

Произведем расчет тока КЗ в т. К1. Схема замещения приведена на рисунке 12.

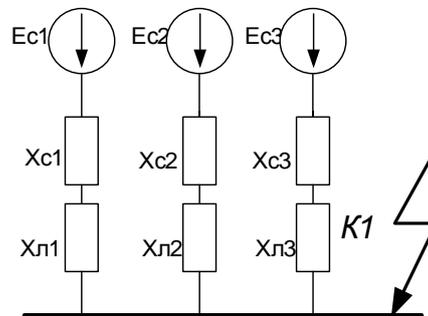


Рисунок 12 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К1

Преобразуем схему замещения:

$$X_1 = X_{c1} + X_{л1} \quad (37)$$

$$X_1 = 0,7 + 1,22 = 1,92 \text{ Ом}$$

$$X_2 = X_{c2} + X_{л2} \quad (38)$$

$$X_2 = 0,4 + 1,05 = 1,45 \text{ Ом}$$

$$X_3 = X_{c3} + X_{л3}$$

$$X_3 = 1,14 + 0,44 = 1,58 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{экв}} = \frac{X_1 \cdot X_2 \cdot X_3}{X_1 \cdot X_2 + X_2 \cdot X_3 + X_3 \cdot X_1} \quad (39)$$

$$X_{\text{ЭКВ1}} = 0,47 \text{ Ом}$$

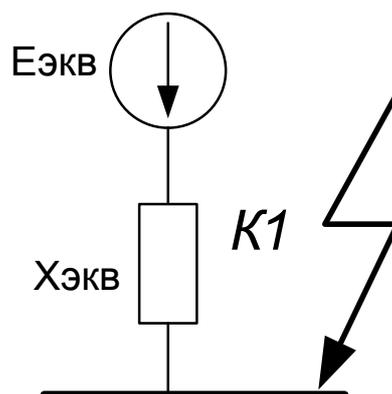


Рисунок 13 – Схема замещения после эквивалентирования

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_3} \cdot I_{\text{бл}} \quad (40)$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{0,47} \cdot 2,5 = 5,32 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,32 = 4,6 \text{ кА.} \quad (41)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,72. \quad (42)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 5,32 = 12,94 \text{ кА.} \quad (43)$$

Произведем расчет тока КЗ в т. К2.

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{\text{ЭКВ2}}} \cdot I_{\text{бл}}$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = X_{\text{ЭКВ2}} + X_{\text{ВН}}$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = 0,47 + 3,25 = 3,72 \text{ Ом}$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{3,72} \cdot 21 = 5,64 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,64 = 4,89 \text{ кА.} \quad (44)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,72. \quad (45)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 5,64 = 13,7 \text{ кА.} \quad (46)$$

Произведем расчет тока КЗ в т. КЗ.

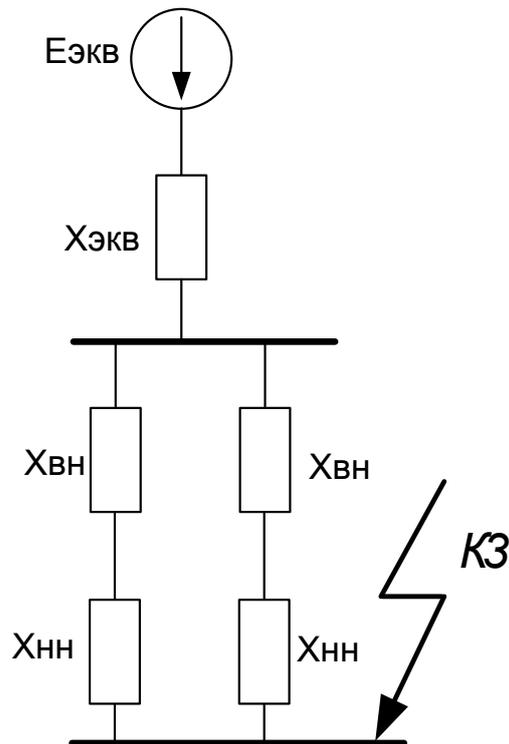


Рисунок 14 – Схема замещения для токов КЗ в точке КЗ

Преобразуем схему замещения:

$$X_{\text{экв}3} = X_{\text{экв}} + \frac{(X_{\text{ВН}} + X_{\text{НН}}) \cdot (X_{\text{ВН}} + X_{\text{НН}})}{2 \cdot (X_{\text{ВН}} + X_{\text{НН}})} \quad (47)$$

$$X_{\text{экв}3} = 0,47 + \frac{(3,25 + 6) \cdot (3,25 + 6)}{2 \cdot (3,25 + 6)} = 5,1 \text{ Ом}$$

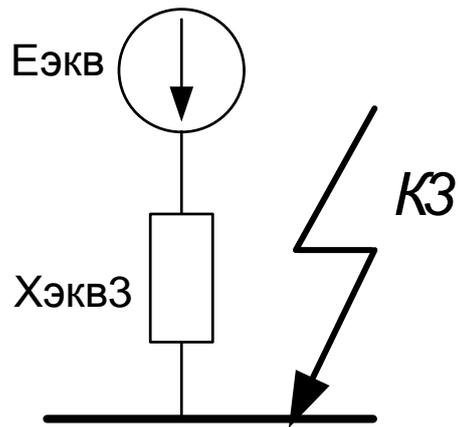


Рисунок 15 – Схема замещения после эквивалентирования в т.КЗ

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{ЭКВ2}} \cdot I_{блп} \quad (48)$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{I}{5,1} \cdot 54,9 = 10,76 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,76 = 9,32 \text{ кА.} \quad (49)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,72. \quad (50)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 9,32 = 22,68 \text{ кА.} \quad (51)$$

Результаты расчета сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{no}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{no}^{(2)}, \text{ кА}$	$T_a, \text{ с}$	$K_y$	$i_y, \text{ кА}$
<i>K1 (220 кВ)</i>	5,32	4,6	0,03	1,72	12,94
<i>K2 (27,5 кВ)</i>	5,64	4,89	0,03	1,72	13,72
<i>K2 (10 кВ)</i>	10,76	9,32	0,03	1,72	22,68

## 5 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС МАГДАГАЧИ

### 5.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС

Выбираемое количество трансформаторов на подстанции зависит от требований к надежности электроснабжения потребителей и поэтому является технико-экономической задачей. Однако в практике проектирование на подстанциях предусматривается, как правило, установка 2-х трансформаторов. Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной.

Согласно прогнозируемому росту нагрузок, в ближайшие 5 лет она возрастет на 20%. Исходя из указанной мощности примем к установке принимаем два трансформатора типа ТДТНЖ – 40000/220.

### 5.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

Однолинейная схема составляется для всей электроустановки. Составленная схема должна быть простой и наглядной и обеспечивать ряд условий:

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

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

Однолинейную схему проектируемой транзитной тяговой подстанции (для ОРУ 230 кВ) по условиям работы защит секционируемой ЛЭП выполним с применением схемы две системы шин с одной обходной.

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

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

Однолинейная схема представлена в приложении А.

### **5.3 Конструктивное исполнение ПС**

РУ напряжением 27,5 кВ и выше на тяговых подстанциях открытого типа; РУ 6 и 10 кВ на подстанциях переменного тока — из шкафов наружной установки типа КРУН, а на подстанциях постоянного тока — из камер внутренней установки; современные РУ 3,3 кВ выполняют только внутренней установки. Применение РУ внутренней установки, например, в городах или районах с загрязненной атмосферой, требует дополнительных технико-экономических обоснований.

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

Ошиновка РУ напряжением 27,5 кВ и выше выполняется алюминиевыми, жесткая ошиновка на стороне 10(6) кВ и в некоторых случаях на стороне 27,5 и 35 кВ допускается на коротких участках, когда применение гибких токопроводов усложняет конструкцию; в этом случае необходимо учитывать возможность резонанса шин при

коротких замыканиях. Все ответвления от проводов и шин, а также присоединение проводов к аппаратным зажимам производят опрессовкой или сваркой.

Контрольные и силовые кабели до 1 кВ прокладывают в наземных лотках или по конструкциям РУ; для обеспечения проезда через лотки механизмов и машин предусматривают переезды с расположением лотков в одном уровне. Кабельные линии от различных РУ прокладывают в отдельных лотках.

Внутренние ограждения (разрядников, трансформаторов и т. п.) выполняют металлическими, сетчатыми высотой 2 м. Наружное ограждение территории подстанции высотой 2 м выполняется из сборных железобетонных решетчатых конструкций или металлическим сетчатым. Расстояния между маслонаполненным оборудованием подстанций и зданиями с производственными категориями В, Г, Д вне территории подстанции, а также жилыми и общественными зданиями при степени огнестойкости этих зданий I и II; III; IV и V не должны быть меньше соответственно 16; 20; 24 м.

#### **5.4 Выбор и проверка ошиновки**

Выбор гибкой ошиновки на ОРУ 220 кВ

Наибольший рабочий ток на шинах 220 кВ равен 631 А. (см раздел 3)

Принимаем гибкие шины АС 300/48, допустимый ток которых  $I_{доп} = 690$  А, диаметр провода  $d = 24.4$  мм.

По условию термической стойкости минимальное сечения определяется по формуле.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{4.182}}{91} \cdot 10^3 = 22.47 \text{ мм}^2$$

Согласно ПУЭ проверка на электродинамическую стойкость при токе КЗ меньше 20 кА не производится.

Проверка на корону.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,22}} \right) = 31,6 \text{ кВ/см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется:

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,22 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 1008}{1,22}} = 24,07 \text{ кВ/см}$$

где  $D = 1008 \text{ см}$  – расстояние между фазными проводами на ОРУ 220 кВ. Условие выполняется так как

$$1,07 \cdot 24,07 < 0,9 \cdot 31,6,$$

$$25,75 < 28,44.$$

Вывод: провода коронировать не будут.

### 5.5 Выбор и проверка выключателей

Выберем выключатели на ПС Магдагачи на стороне 220 кВ. В данной выпускной квалификационной работе предусматриваются элегазовые выключатели.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования,:

- **надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);**

- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;

- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

- возможность пофазного (пополюсного) управления 110 кВ и выше;

- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей ОРУ – 220 кВ производится по следующим параметрам:

по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (52)$$

$$U_{уст} = \frac{1,4 \times S}{\sqrt{3} \times U_{ном}}$$

по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (53)$$

где  $I_{max}$  – максимальный суммарный ток трансформаторов, проходящий через один выключатель РУ 220 кВ. (см раздел 3)

Проверяем по отключающей способности

$$I_{n0} \leq I_{откл ном}. \quad (54)$$

На шинах 220 кВ выбираем элегазовый выключатель баковый типа ВЭБ-220/2500. Для этого производятся следующие расчеты следующие расчеты.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{n.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (55)$$

где  $t_{отк}$  – время отключения;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания;  $T_a = 0,03$ .

$$I_{n.0} = 7 \text{ кА};$$

Время отключения находим по выражению:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ов}, \quad (56)$$

где  $t_{рз}$  – время действия релейной защиты, с;

$t_{OB}$  – время отключения выключателя, с.

$$t_{отк} = 2,3 + 0,055 = 2,355 \text{ с},$$

$$B_K = 7^2 \cdot (2,355 + 0,03) = 64,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100}, \quad (57)$$

где  $\beta_H$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_H = 40 \%$ .

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА},$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}} \quad (58)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 7 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 5,3 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_K \leq B_{к.з} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (59)$$

$$B_K \leq B_{к.з} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{p\max} = 218 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{np.cкв} = 102 \text{ кА}$	$I_{yд} = 25,2 \text{ кА}$	$I_{yд} \leq i_{cкв}$
$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 64,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 7 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 7 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$\hat{I}_{a.t} = 5,3 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

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

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

Максимальный рабочий ток на вводах по формул:

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{\sqrt{15^2 + 1^2}}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 0,32 \text{ кА.} \quad (60)$$

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

Таблица 22 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВБЦО – 27,5.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.маx}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 320 \text{ А}$
$i_{np.cкв} \geq i_{yд}$	$i_{np.cкв} = 52 \text{ кА}$	$i_{yд} = 9 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200$	$B_k = 27,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
	кА <sup>2</sup> ·с	
$I_{откл.ном} > I_{н0}$	$I_{откл.ном} = 25$ кА	$I_{н0} = 12,9$ кА
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{а.ном} = 14,14$ кА	$i_{ат} = 4,649$ кА

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

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

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

Максимальный рабочий ток на вводах по формуле:

$$I_{раб.мах} = \frac{\sqrt{13^2 + 1^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,752 \text{ кА.} \quad (61)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 23.

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1600$ А	$I_{раб.мах} = 752$ А
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 52$ кА	$i_{уд} = 17,3$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_{к} = 27,15$ кА <sup>2</sup> ·с
$I_{откл.ном} > I_{н0}$	$I_{откл.ном} = 20$ кА	$I_{н0} = 12,9$ кА
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{а.ном} = 14,14$ кА	$i_{ат} = 4,649$ кА

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

### 5.6 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

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

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

На стороне 220 кВ к установке принимается разъединители марки РН-220/1250У1.

Результаты расчета представлены в таблице 24.

**Таблица 24 – Сопоставление каталожных и расчетных данных**

Каталожные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1250 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 111,9 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 25,2 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 64,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$

### 5.7 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для

отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту).

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Трансформаторы тока выбираются:

по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (62)$$

по току

$$I_{ном} \leq I_{Iном}, \quad I_{max} \leq I_{Iном} \quad (63)$$

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

по конструкции и классу точности;

по электродинамической стойкости;

по термической стойкости

$$B_k \leq I_{ном}^2 t_m, \quad (64)$$

где  $t_m$  – время термической стойкости, величина справочная;

по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (65)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока,

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

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2} \quad (66)$$

где  $I_{2ном}$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2=5 A$ , [6].

$S_{2ном}$  – вторичная номинальная нагрузка, при классе точности 0,2, номинальная вторичная нагрузка составляет 30 ВА.

Таким образом, номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx r_2 \quad (67)$$

Вторичная нагрузка  $r_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{приб}$ , соединительных проводов  $r_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $r_k$ :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (68)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине  $l$  соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2.5 мм<sup>2</sup> по меди и 4 мм<sup>2</sup> по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно –6 и 10 мм<sup>2</sup>. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что  $Z_{ПРОВ} = r_{ПРОВ}$ .

Выбор измерительного трансформатора тока на стороне 10 кВ.

На стороне НН выберем трансформатор тока ТОЛ-10-УХЛ1, [6]. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Цепь	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр		-	-	-

Варметр	Ввод 10 кВ			
Ваттметр				
Счетчик АЭ				
Счетчик РЭ				
ИТОГО		7,5	7,5	7,5
Амперметр	Секционный выключатель	7,5	-	7,5
Итого				
Амперметр	На отходящих линиях 10 кВ			
Счетчик Р		-	-	-
Счетчик Q				
ИТОГО		7,5	-	7,5

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ.}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}} \quad (70)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} \quad (71)$$

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (72)$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2=5 \text{ A}$ , [6].

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{25} = 0,3 \text{ Ом},$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $r_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}$ .

Вторичная нагрузка на трансформатор тока:

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2} \quad (73)$$

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{20}{25} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Таким образом, приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 0,8 - 0,3 - 0,1 = 0,4 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (74)$$

где  $l$  – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения,  $l = 6 \text{ м}$ ;

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

$$S = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,4} = 0,42 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (75)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,042$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,3 + 0,042 + 0,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 26.

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

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные	Расчетные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 400 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 268,1 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_{2\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,44 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 31,4 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 1024 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 234 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$

На секционном выключателе и на отходящих присоединениях производим аналогичный расчет и выбираем трансформатор тока ТОЛ – 10/400-1 УХЛ1.

На стороне 220 кВ предусматривается измерение электроэнергии в следующем объеме:

На ОРУ - измерение тока в одной из фаз ВЛ.

На стороне трансформатора – измерение тока в одной из фаз.

### **5.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения**

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Трансформаторы напряжения выбираются, [6]:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (76)$$

- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (77)$$

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

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

Второе условие говорит о том, что нагрузка, подключаемая к вторичным обмоткам не должна превышать их номинальную мощность.

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,5.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} \cdot \cos\varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin\varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (78)$$

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме «открытый треугольник». По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2 \text{ расч.}}$ .

Должно при этом соблюдаться условие

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (79)$$

На стороне 10 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-10 У2.

Каталожные данные приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Каталожные данные ТН НАМИ-10-У2.

Параметры			Значение параметра для трансформатора напряжения
Наименование параметра	Обозначение	Ед. измерения	
Номинальное линейное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10
Номинальное напряжение вторичной обмотки	$U_{2\text{обм.ном}}$	В	0,1
Номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,5	$S_{2\text{ном}}$	В·А	75

Таблица 28 – Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Каталожные данные трансформатора напряжения НАМИ-10		Место установки ТН и расчетные данные необходимые для сравнения с каталожными.
		1 и 2 системы шин на стороне 10 кВ
$U_{ном}$ , кВ	10	10
$S_{2ном}$ , ВА	75	50,8

Для защиты трансформаторов напряжения применяем высоковольтные предохранители ПKN001-10 УЗ.

### 5.9 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

В ЗРУ 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 ЗРУ 10 кВ представлено в таблице 29 соответственно.

Таблица 29 – Каталожные и расчетные данные шин в КРУ-СЭЩ-59.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 215 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 31,4 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 27,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вся устанавливаемая в ЗРУ жесткая ошиновка прошла проверку.

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

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

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (80)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}, \quad (81)$$

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (82)$$

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

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

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

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) по формуле 102:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{17300^2}{0,8} \cdot 0,8 \cdot 10^{-7} = 51,84 \text{ Н};$$

Проверка:  $F_{расч} \leq F_{доп}$

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.

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (83)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}; \quad (84)$$

$$I_{ном} \geq I_p, \quad (85)$$

$$I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

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

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

$$I_{ном} = 4000 \text{ А};$$

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

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{17300^2}{0,8} \cdot 1,14 \cdot 10^{-7} = 36,94 \text{ Н};$$

$$\text{Проверка: } F_{расч} \leq F_{доп}.$$

### **5.10 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.

Таблица 30 – Определение нагрузок собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos \varphi$	Нагрузка	
	кВт×п	Всего		$P_{уст}$ , кВт	$Q_{уст}$ , кВар
Охлаждение ТДТН – 40000/220	22,2×2	44	0,85	44	27,27
Подогрев КРУ 10 кВ	10	10	1	10	
Освещение	10	10	1	10	
Насосная	50	50	0,85	50	31
Вентиляция	15	15	0,85	15	9,3
Итого				153,82	67,57

Расчетную нагрузку определяем по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (86)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса, равный 0,8.

Расчетная нагрузка составляет:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{153,82^2 + 67,57^2} = 134,4 \text{ кВА}$$

С учетом прогнозируемого роста нагрузки принимаем к установке два трансформатора ТСЗ – 250/10.

## 5.11 Разработка заземления и молниезащиты ПС

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

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

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

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

Заземление выполняется в виде сетки с вертикальными и горизонтальными электродами. Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя).

Для расчета заземления и молниезащиты необходимы параметры защищаемого участка ПС.

$A=154$  м

$B=93,6$  м

Высота самого высокого защищаемого объекта (линейный портал) 17м

Среднее число грозových часов в году 50.

Подробный расчет представлен в ПРИЛОЖЕНИИ А.

## 6 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ НОВОЙ ВОДУШНОЙ ЛИНИИ НА УЧАСТКЕ СКОВОРОДИНО-МАГДАГАЧИ

### 6.1. Конструкция провода

Для подвеса на проектируемую линию выбран провод марки АС-300/39 (см. разд 3).

Провода данной марки состоят из стального сердечника и алюминиевых проволок, скрученных правильной скруткой с направлением скрутки соседних повивов в противоположные стороны, при этом, наружный повив имеет правое направление скрутки [27].

Основные технические характеристики провода АС-300/39:

- Марка АС
- Количество жил 1
- Сечение жилы (мм<sup>2</sup>) 300
- Материал жилы - Алюминий
- Вес (кг/м) 1,132
- Наружный диаметр (мм) 24
- Допустимая токовая нагрузка при прокладке на воздухе (А) 710
- Диапазон температур эксплуатации (°С) от -70 до +90
- Срок службы 45 лет
- Прочность при растяжении жилы (кН) 90,574
- Максимальная мощность при прокладке в воздухе, 220V (кВт)

208.26

При подвесе проводов на данном участке электрической сети необходимо учесть, что на воздушных линиях длиной более 100 км должен выполняться один полный шаг транспозиции. Данная мера необходима для ограничения несимметрии токов и напряжений. Транспозиция должна осуществляться так, чтобы суммарные длины участков ВЛ с различным чередованием фаз были примерно равны.

## 6.2. Выбор опор

В настоящий момент большое распространение получили стальные многогранные опоры. Многогранные опоры устанавливаются для линий электропередачи напряжением 10-500 кВ. Такие опоры могут эксплуатироваться в I-V гололедно-ветровых районах, а также в районах с низкими температурами до минус 60°C.

В России стальные многогранные опоры производят из низколегированной стали в соответствии с рабочими чертежами российских проектных институтов. Опора представляет собой конструкцию, выполненную из стоек. Отдельные стойки имеют форму полых телескопических конусов, в поперечном сечении – правильный многогранник. Соединения в секциях стоек – телескопические или фланцевые, траверсы – многогранные, решетчатые или изолирующие провода. Обработка от коррозии производится путем горячего оцинкования или покрытия цинкосодержащим композитом.

Многогранные опоры обладают следующими достоинствами: транспортабельность, малый отвод земли, надежность, вандалоустойчивость, адаптивность, высокая скорость монтажа, в том числе за счет увеличения межопорных расстояний. В отличие от унифицированных опор возможно проектирование опор индивидуально для линии, с учётом рельефа и климата.

В районе строительства проектируемой линии предпочтительнее установка стальных многогранных опор, поскольку суммарная длина проектируемой линии более 500 км, местность необжитая, труднодоступная, со сложными природно-климатическими условиями.

При применении многогранных опор трудозатраты ниже по сравнению с другими типами опор как при выполнении земляных работ при установке фундаментов по опоры, так и при сборке и установке самих опор, это позволяет быстрее производить работы, поскольку строительство будет

проходить в специфических условиях Крайнего Севера, и период активного строительства невелик. Снижение трудозатрат связано с увеличением пролетных расстояний, простоты установки, малого количества сборочных элементов.

Большим плюсом применения стальных многогранных опор для данного района является более дешевая транспортировка, в отличие от решетчатых, поскольку данный тип опор легче, также многие конструкции позволяют верхние секции размещать внутри нижних, длина телескопических секций не превышает 12 метров. Данный тип опор легче стальных решетчатых опор, что облегчает выкладку и сбор опор.

Существует несколько способов закрепления многогранных опор в грунте:

- на сборный железобетонный фундамент;
- на монолитный фундамент;
- на винтовые сваи;
- на пробуренный котлован;
- на трубы.

В районах с вечной мерзлотой предпочтительнее способ закрепления опоры на винтовые сваи. Опора крепится к фундаменту с помощью болтов. Установка опоры на фундамент производится обычным краном, поскольку опоры данного типа компактны и имеют небольшой вес.

Примем к установке стальные многогранные опоры разработанные ОАО «НТЦ электроэнергетики» и имеющие следующую маркировку промежуточные опоры – ПМ220-1, угловая анкерная опора – УМ220-1, анкерная опора – АМ220-1.

ОАО «НТЦ электроэнергетики» разработаны стальные многогранные одноцепные опоры ПМ220-1, ПМ220-3, ПМ220-5 изготавливаются по

типовому проекту шифр 26.0069; УМ220-1, УМ220-3, КМ220-1, АМ220-1 - по типовому проекту шифр 27.0003 [5].

На опорах указанных проектов предусмотрена подвеска сталеалюминевых проводов АС 300/39, АС 400/51 и грозозащитного троса ТК11. Опоры рассчитаны на применение подвесных стеклянных изоляторов ПС300В для провода и ПС160Д для грозотроса [5].

### **6.3. Выбор и проверка изоляции ВЛ**

Для крепления провода воздушной линии электропередачи к опоре применим изоляторы марки ПС300В.

Основные параметры выбранной марки изолятора:

- длина пути утечки изолятора составляет 385 мм;
- механическая разрушающая сила – 300 кН;
- диаметр тарелки – 320 мм;
- строительная высота – 195 мм.

Выбор изоляции производится по удельной эффективной пути утечки в зависимости от степени загрязнения атмосферы.

Для ВЛ номинального напряжения 220 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (43) следует прибавить еще 2 изолятора.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,2 = 453,6 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС300В с длиной пути утечки  $385 \pm 14$  мм.

Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{453,6}{38,5} + 2 = 13,8.$$

Округляя до целого значения, получим 14 изоляторов в гирлянде.

Для крепления грозотроса выберем изолятор марки – ПС160Д.

Согласно [12] количество изоляторов в поддерживающем тросовом креплении должно быть не менее двух и определяться условиями обеспечения требуемой надежности каналов высокочастотной связи. Количество изоляторов в натяжном тросовом креплении следует принимать удвоенным по сравнению с количеством изоляторов в поддерживающем тросовом креплении.

Для минимизации последствий жизнедеятельности птиц возможно применение защитных колпаков на поддерживающих гирляндах изоляторов.

#### **6.4. Выбор линейной арматуры**

Для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опоре применяется линейная арматура.

Основные виды линейной арматуры необходимые для проектируемой воздушной линии:

-зажимы, служащие для закрепления проводов и тросов;

-цепная арматура, служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;

-соединительная арматура, служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов и шлейфов на опорах анкерного типа;

-гасители вибрации с грузами или демпфирующие петли [7].

Согласно [15] на ВЛ 110 кВ и выше в условиях труднодоступной местности рекомендуется применение двухцепных поддерживающих и натяжных гирлянд изоляторов с отдельным креплением к опоре.

Крепление проводов к подвесным изоляторам и крепление тросов следует производить при помощи поддерживающих или натяжных зажимов. Из натяжных зажимов предпочтение следует отдавать зажимам, не требующим разрезания провода [15].

Поддерживающие зажимы для подвески проводов могут быть глухими или с заделкой ограниченной прочности. По условию надежности рекомендуется применение глухих зажимов. Подвеску грозозащитных тросов на опорах следует осуществлять только в глухих зажимах [15].

Соединения проводов и тросов следует производить при помощи соединительных зажимов, сварки, а также при помощи зажимов и сварки в совокупности. В одном пролете ВЛ допускается не более одного соединения на каждый провод или трос [15].

Поскольку проектируемая ВЛ неоднократно будет пересекать водные преграды, необходима защита от вибрации. На сталеалюминевых проводах столь большого сечения применяют гасители вибрации обычного типа [15].

Применение распорок и защитной арматуры для линии данного класса напряжения не требуется.

### **6.5 Заземление ВЛ**

Согласно [12] воздушные линии 110-500 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии грозотросами по всей длине. В свою очередь воздушные линии, имеющие тросы должны быть заземлены.

На каждом анкерном участке длиной до 10 км грозозащитные тросы должны быть заземлены в одной точке, путем устройства специальных перемычек на анкерной опоре. При большей длине анкерных пролетов количество точек заземления в пролете выбирается так, чтобы при наибольшем значении продольной электродвижущей силы, наводимой в

тросе при КЗ на ВЛ, не происходил пробой искровых промежутков на ВЛ [15].

На подходах к ПС на расстоянии 2-3 км тросы необходимо заземлить на каждой опоре.

Защитные аппараты, устанавливаемые на опорах ВЛ для защиты от грозовых перенапряжений, должны быть присоединены к заземлителю отдельным спуском [15].

На металлических и железобетонных опорах соединение тросов с заземляющими устройствами опор всегда осуществляется с использованием металла опор, включая траверсы или арматуру [15].

Заземлители ВЛ, как правило, должны находиться на глубине не менее 0,5 м, а в пахотной земле - 1 м. В случае установки опор в скальных грунтах допускается прокладка лучевых заземлителей непосредственно под разборным слоем над скальными породами при толщине слоя не менее 0,1 м. При меньшей толщине этого слоя или его отсутствии рекомендуется прокладка заземлителей по поверхности скалы с заливкой их цементным раствором.

Сечение каждого из заземляющих спусков на опоре ВЛ должно быть не менее 35 мм<sup>2</sup>, а для однопроволочных спусков диаметр должен быть не менее 10 мм. Допускается применение стальных оцинкованных однопроволочных спусков диаметром не менее 6 мм. Соединение заземляющих проводников между собой, присоединение их к верхним заземляющим выпускам стоек железобетонных опор, к крюкам и кронштейнам, а также к заземляемым металлоконструкциям и к заземляемому электрооборудованию, установленному на опорах ВЛ, должны выполняться сваркой [15].

Присоединение заземляющих проводников (спусков) к заземлителю в земле также должно выполняться сваркой [15].

## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 7.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики при реконструкции электрической сети

Согласно [15] на линии 220 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание [15].

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени [15].

Для линий 110-220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты [15].

Для организации защиты проектируемой линии необходима установка комплектов релейной защиты и автоматики на всех присоединениях.

## 7.2 Релейная защита новой ВЛ

Для защиты новой линии выберем оборудование отечественного производителя ООО Проектный центр «ЭКРА».

Примем к установке шкаф дистанционной и токовой защит линии ШЭ 2607 021, выполненного на базе микропроцессорного терминала БЭ2704. Функции основной защиты линии выполняют ДЗ и ТЗНП, в качестве резервной защиты – МТЗ, также данный шкаф включает устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) и автоматику разгрузки при перегрузке по току (АРПТ) [9].

Дистанционной защитой определяется сопротивление или расстояние (дистанция) до места КЗ, в зависимости от чего она срабатывает с меньшей или большей выдержкой времени.

1-ая ступень ДЗ действует без выдержки времени и охватывает зону линии, определяемую условием отстройки от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединённых на всех ее ответвлениях, а также условием отстройки от КЗ на шинах ПС противоположного конца линии [19].

Уставка по сопротивлению срабатывания прямой последовательности первой ступени ДЗ от междуфазных КЗ и КЗ на землю линий выбирается по условию:

-отстройка от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединённых на всех ответвлениях линии;

-отстройка от КЗ на шинах ПС противоположного конца [19].

В качестве уставки принимается наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям.

Уставка рассчитывается по следующей формуле:

$$(R + jX) \leq K_{отс} \cdot \left| Z1_{расч.экв} \right| \quad (87)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце зоны ограничения чувствительности первой ступени защиты.

$|Z_{1_{расч.экв}}|$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени защиты, определяемое из условий выше [19].

Пересчет уставок из первичных величин во вторичные величины осуществляется согласно выражению:

$$Z_{втор} = \frac{k_{ТТ}}{k_{ТН}} \cdot Z_{перв} \quad (88)$$

где  $k_{ТТ}$  – коэффициент трансформации ТТ;

$k_{ТН}$  – коэффициент трансформации ТН;

$Z_{перв}$  – уставка в первичных величинах.

2-ая ступень ДЗ действует с выдержкой времени и охватывает зону, определяемую условием отстройки от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на шинах ПС противоположного конца линии и всех ее ответвлениях, а также условием согласования с 1-й ступенью защиты. В качестве уставки принимается наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям [22].

-3-ая ступень ДЗ действует с выдержкой времени и охватывает зону, определяемую условиями резервирования при КЗ в конце линии предыдущего участка сети, и при КЗ на сторона НН и СН трансформаторов, присоединенных к шинам ПС противоположного конца линии, у согласованием со 2-ой ступенью защиты. В качестве уставки принимается наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям [22].

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП).

Отстройка данной защиты для ШЭ 2607 021 производится от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых ПС [22].

Отстройка выполняется согласно выражению:

$$I_0 = \frac{k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{кз}^{(3)}}{k_{ТТ}} \quad (89)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, равен 1,25;

$k_{пер}$  – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ, равен  $1 \div 2$ ;

$k_{нб}$  – коэффициент небаланса, равен 0,5;

$k_{ТТ}$  – коэффициент трансформации ТТ.

Проверка чувствительности производится согласно выражению:

$$K_{ч.} = \frac{3I_{0расч}}{k_{ТТ} \cdot I_0} \quad (90)$$

где  $3I_{0расч}$  – ток, проходящий через защиту при однофазном и двухфазном замыкании на землю в конце защищаемой линии в расчетном режиме.

Максимальная токовая защита отстраивается от максимального рабочего тока. Она полностью защищает линию, но не является быстродействующей, в отличие от дистанционной защиты. МТЗ в данном случае является резервной.

Ток срабатывания защиты определяется как:

$$I_{сз.МТЗ} = \frac{K_{НАД} \cdot K_{САМ.З}}{K_B} \cdot I_{P.MAX} \quad (91)$$

где  $K_{НАД}$  – коэффициент надежности,  $K_{над} = 1,2$ ;

$K_B$  – коэффициент возврата устройства,  $K_B = 0,85$ ;

$K_{САМ.З}$  – коэффициент самозапуска двигателей,  $K_{сам.з} = 1$ ;

Чувствительность проверяется по минимальному току короткого замыкания (обычно двухфазного КЗ) за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Коэффициент чувствительности определяется как:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{I_{сз.МТЗ}} \quad (92)$$

Таблица 31 – результаты расчета МТЗ

ПС	$I_{P.MAX}, A$	$I_{сз}, A$	$K_{ч.МТЗ}$
Магдагачи	644	909	5,6

Полученные значения коэффициентов чувствительности больше 1,2, следовательно, можем принять данную защиту к установке.

Выдержка времени МТЗ отстраивается от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии:

$$t_{сз.МТЗ} = t_{л.наиб} + \Delta t, \quad (93)$$

### 7.3 Релейная защита силового трансформатора на ПС Магдагачи

#### 7.3.1. Дифференциальная защита трансформатора

Область применения и принцип действия.

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается не на всех трансформаторах (автотрансформаторах), а лишь в следующих случаях

- 1) на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6 300 кВА и выше;
- 2) на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4 000 кВА и выше;

3) на трансформаторах мощностью 1 000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ( $K_q < 2$ ), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

Дифференциальная защита, действующая без выдержки времени, обеспечивает в рассмотренном случае отключение только поврежденного трансформатора. Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора (автотрансформатора) устанавливаются трансформаторы тока со стороны всех его обмоток. Вторичные обмотки соединяются в дифференциальную схему и параллельно к ним подключается токовое реле. Аналогично выполняется дифференциальная защита автотрансформатора.

При рассмотрении принципа действия дифференциальной защиты условно принимается, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковое соединение обмоток и одинаковые трансформаторы тока с обеих сторон.

Согласно выражению  $I_p = I_1 - I_2$  при прохождении через трансформатор сквозного тока нагрузки или к.з. ток в реле равен:

$$I_p = I_1 - I_2. \quad (94)$$

При принятых выше условиях и пренебрегая током намагничивания трансформатора, который в нормальном режиме имеет малую величину, можно считать, что первичные токи равны  $I_I = I_{II}$  и, следовательно, вторичные токи  $I_1 = I_2$ . С учетом этого,

$$I_p = I_1 - I_2 = 0.$$

Таким образом, если схема дифференциальной защиты выполнена правильно и трансформаторы тока имеют точно совпадающие

характеристики, то при прохождении через трансформатор тока нагрузки или тока сквозного К.З. ток в реле дифференциальной защиты трансформатора отсутствует. Следовательно, дифференциальная защита трансформатора, так же как дифференциальная защита линий, на такие режимы не реагирует.

Практически вследствие несовпадения характеристик трансформаторов тока вторичные токи не равны  $I_1 \neq I_2$  и поэтому в реле проходит ток небаланса, т. е.

$$I_p = I_1 - I_2 = I_{p.нб}. \quad (95)$$

Для того чтобы дифференциальная защита не подействовала от тока небаланса, ее ток срабатывания должен быть больше этого тока, т.е.,

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{p.нб}.$$

При К.З. в трансформаторе или любом другом месте между трансформаторами тока направление токов  $I_{II}$  и  $I_2$  изменится на противоположное. При этом ток в реле согласно  $I_p = I_{кз} / n_{ТТ}$  станет равным

$$I_p = I_1 + I_2, \quad (96)$$

$$I_p = I_{кз} / n_{ТТ}. \quad (97)$$

Таким образом, при К.З. в зоне дифференциальной защиты в реле проходит полный ток К.З., деленный на коэффициент трансформации трансформаторов тока. Под влиянием этого тока защита срабатывает и производит отключение поврежденного трансформатора.

### 7.3.2 Газовая защита трансформатора

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

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

**Первая ступень ГЗ** срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

**Вторая ступень ГЗ** срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG (например, реле типа РГЧЗ-66), устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков. Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

### 7.3.3 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) является резервной защитой трансформатора от междуфазных повреждений и устанавливается на всех трансформаторах, если для их защиты не используются предохранители. МТЗ служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а так же при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе.

По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется

лишь на маломощных трансформаторах. Защита на стороне НН действует с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени отключается выключатель на стороне НН присоединения трансформатора, со второй выдержкой времени отключаются все выключатели трансформатора. Защита на стороне СН действует с тремя выдержками времени: с первой — отключается секционный выключатель стороны СН, со второй выдержкой времени отключается выключатель стороны СН, с третьей — все выключатели трансформатора. Защита на стороне ВН согласуется по времени с защитами сторон НН и СН и имеет наибольшую выдержку времени.

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с пуском по напряжению.

#### **7.4 Автоматика на ПС Магдагачи**

##### **7.4.1 Автоматическое повторное включение (АПВ)**

Согласно ПУЭ устройства АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточиванию потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей [4].

К устройствам АПВ предъявляются следующие требования:

- 1) Быть в постоянной готовности к работе и подавать команду на включение выключателя отключенного релейной защитой;

- 2) Не срабатывать при отключении выключателя персоналом, либо другими устройствами автоматики;
- 3) Должны обеспечивать установленную кратность действия;
- 4) Схема должна автоматически возвращаться в состояние готовности к работе после аварии;
- 5) Исключать возможность АПВ при отключении выключателя релейной защитой сразу же после его включения персоналом;
- 6) Не срабатывать при перегорании предохранителя в одной из фаз трансформатора напряжения;
- 7) Иметь пусковой орган контроля отсутствия напряжения.

На рисунке 15 приведена схема управления постоянного тока устройства АПВ.

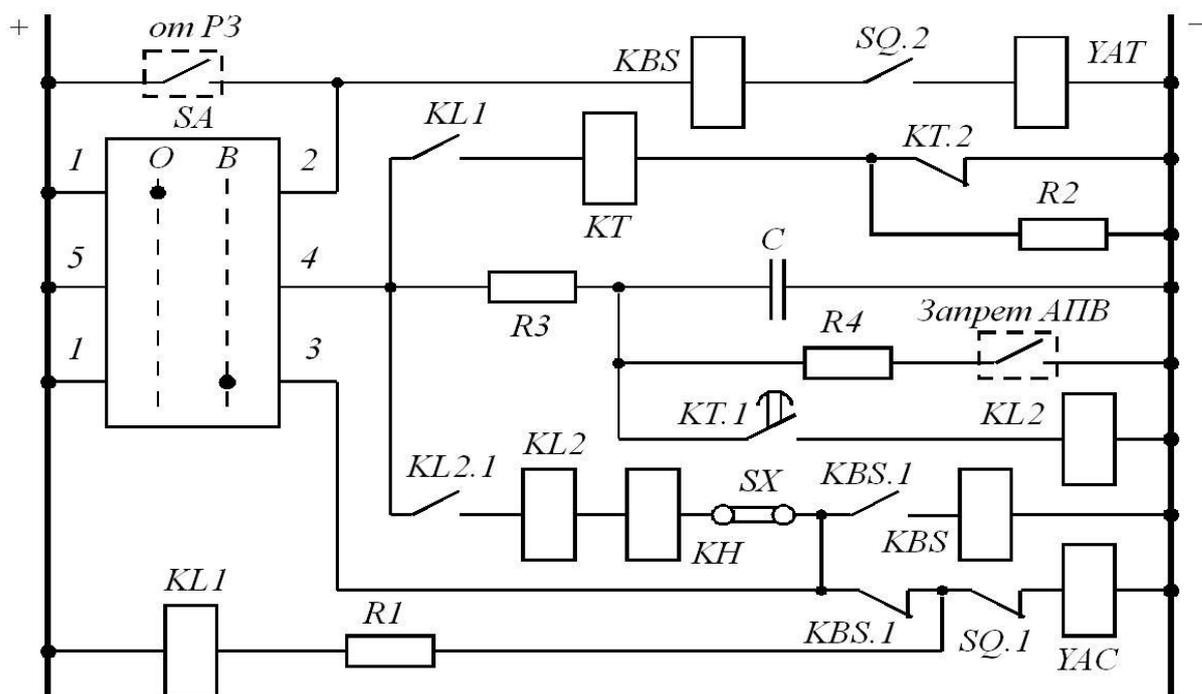


Рисунок 16 – Схема однократного АПВ

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под

напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбирательного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства АПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности ТАПВ (трехфазного АПВ) однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное ТАПВ (НАПВ); в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ. На линиях с односторонним питанием АПВ ставится как правило в начале линии.

На воздушной линии 220 кВ «Сковородино-Магдагачи» принимается к установке АПВ однократного действия в силу отсутствия необходимых данных для приема АПВ двукратного действия. Необходимыми данными является информация о наличии на ПС Магдагачи постоянного дежурного персонала, а также телеуправления.

Устройства АПВ формируют команду на отключение с выдержкой времени:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q} + \Delta t , \quad (98)$$

где  $t_{д.с.}$  - время деионизации среды, примерно равное 0,25 секунды для линии 220 кВ;

$t_{вкл.Q}$  - время включения выключателя (для элегазового выключателя примерно равно 0,05 сек.);

$$t_{АПВ} \geq 0,25 - 0,05 + 0,5 \text{ сек.}$$

Примем для рассчитываемой линии  $t_{АПВ}=0,7$  сек.

#### 7.4.2 Автоматический ввод резерва (АВР)

Назначение АВР – быстрое восстановление электроснабжения потребителей при отключении рабочего источника питания или находящегося в работе оборудования путём автоматического включения резервного источника питания или резервного оборудования.

Устройство автоматического включения резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для большинства электрических сетей промышленных предприятий характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выполняют при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно

сокращая простои технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

Требования, предъявляемые к устройствам АВР:

- 1) Должны работать по любой причине исчезновения напряжения на шинах нагрузки;
- 2) В схеме устройства должны быть средства вывода АВР из работы;
- 3) Работа АВР должна быть однократной;
- 4) Защиты на секционном выключателе должны выполняться без выдержки времени;
- 5) Включение резерва должно производиться только после того, как отключен выключатель рабочего источника питания и только при наличии напряжения на резерве.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 - 80 % номинальной нагрузки. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ ПЕРСОНАЛА ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ ПОДСТАНЦИИ МАГДАГАЧИ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ РЕКОНСТРУИРУЕМОГО УЧАСТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 8.1 Безопасность персонала при обслуживании подстанции

В конструкции подстанции должны быть предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

1) все находящееся под высоким напряжением оборудование должно быть установлено на высоте 2,5 м от нулевой отметки до основания изоляторов;

2) токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками;

3) для ограждения токоведущих частей блоков 35 кВ, которые могут оказаться под напряжением, должны быть предусмотрены инвентарные ограждения с приспособлением для их запираания.

4) в конструкции подстанции должна быть предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающая ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

5) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены к контуру заземления;

6) осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

7) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции должно быть предусмотрено в помещении для ремонтного персонала;

8) все места соединения конструкций с заземлением должны иметь отличительную окраску.

Основные меры защиты от поражения электрическим током:

– обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением для случайного прикосновения (изоляция токоведущих частей, расположение их на недоступной высоте, применение ограждений, блокировок и др.);

– применение пониженного напряжения;

– применение ручного электрического инструмента с двойной изоляцией;

– поддержание изоляции проводов в надлежащем состоянии. Для электроустановок с напряжением до 1000 В сопротивление изоляции должно быть не ниже 0,5 МОм, а в сетях с напряжением свыше 1000 В – не ниже 10 МОм;

– применение заземления или зануления корпусов электрооборудования;

– применение индивидуальных средств защиты от поражения током (диэлектрических перчаток, подставок, ковриков, обуви, инструмента с изолирующими рукоятками, указателей напряжения и др.).

Электроустановки обслуживает специально обученный электротехнический персонал, который периодически (не реже одного раза в год) проходит повторную проверку знаний. Этот персонал производит оперативное обслуживание электроустановок и выполнение работ в электроустановках.

Для обеспечения безопасности предусмотрены организационные мероприятия (назначение ответственных лиц, оформление наряда, подготовка рабочего места, надзор во время выполнения работ, оформление окончания работы и т.д.) и технические мероприятия

(производство необходимых отключений, вывешивание плакатов, установка заземлений на отключенных токоведущих частях оборудования, установка ограждений и др.)

Заземление корпусов электрооборудования производят путем преднамеренного соединения корпуса с землей.

Заземление применяют в сетях постоянного тока, в однофазных сетях переменного тока и в трехфазных сетях переменного тока с изолированной нейтралью трансформатора. Сопротивление заземления должно быть не более 4 Ом.

Зануление корпусов электрооборудования производят путем преднамеренного соединения корпуса с нулевым проводником. Зануление превращает пробой на корпус в короткое однофазное замыкание. Применяют зануление в трехфазных четырехпроводных сетях переменного тока с глухозаземленной нейтралью.

## **8.2 Экологичность реконструируемого участка электрической сети**

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор). Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин;

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм. Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

Контроль за состоянием за трансформаторного масла:

- при загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов;

- перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб;

- наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе;
- нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства;
- запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы;
- во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

На ОРУ установлен маслonaполненный силовой трансформатор. Полная масса трансформатора составляет 87,4 т. Марка и габариты трансформатора представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Исходные данные для расчёта маслоприёмника трансформатора

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе, кг	Габариты трансформатора		
		Н, мм	Длина А, мм	Ширина В, мм
ТДТНЖ-40000/220	30300	6850	8880	5215

Маслоприёмники без отвода масла выполняются заглублённой конструкцией, и закрепляются металлической решёткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Величина  $\Delta$ , на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, для данной массы трансформаторного масла, равна 1,5 м.

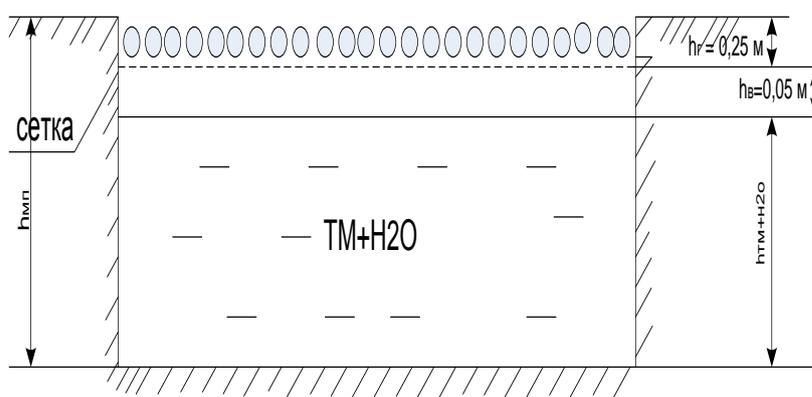


Рисунок 17 – Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла

1. Определим габариты маслоприёмника.

Длина, м:

$$C = (A + 2 \cdot \Delta), \quad (99)$$

где  $A$  - габаритная длина трансформатора, м;

$\Delta$  - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$C = (8,88 + 2 \cdot 1,5) = 11,88 \text{ м.}$$

Ширина, м:

$$D = (B + 2 \cdot \Delta), \quad (100)$$

где  $B$  - габаритная ширина трансформатора, м;

$\Delta$  - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$D = (5,215 + 2 \cdot 1,5) = 8,215 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника, м<sup>2</sup>:

$$S_{МП} = C \cdot D, \quad (101)$$

где  $C$  - длина маслоприёмника, м;

$D$  - ширина маслоприёмника, м.

$$S_{МП} = 11,88 \cdot 8,215 = 97,6 \text{ м}^2.$$

2. Определим объём маслоприёмника.

Объём маслоприёмника без отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объёма масла залитого в трансформатор и 80% воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью  $0,2 \frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$  в течение 30 минут.

2.1 Определим объём трансформаторного масла, м<sup>3</sup>:

$$V_{тм} = \frac{M}{\rho} \quad (102)$$

где  $M$  - масса трансформаторного масла, кг;

$\rho$  - плотность трансформаторного масла, равная  $0,88 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$  [4],

$$V_{mm} = \frac{30300}{880} = 37,875 \text{ м}^3.$$

2.2 Определим объём воды от средств пожаротушения, м<sup>3</sup>:

$$V_{воды} = I_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{бнг}), \quad (103)$$

где  $I_n$  - величина интенсивности пожаротушения, равная  $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{м}^2$ ;

$t$  - время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{бнг}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора, м<sup>2</sup>.

Площадь боковых поверхностей трансформатора, м<sup>2</sup>:

$$S_{бнг} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (104)$$

где  $A$  – длина трансформатора, м;

$B$  – ширина трансформатора, м;

$H$  – высота трансформатора, м.

$$S_{бнг} = 2 \cdot (8,88 + 5,215) \cdot 6,85 = 634,44 \text{ м}^2;$$

$$V_{воды} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (97,6 + 634,44) = 263,53 \text{ м}^3.$$

2.3 Определим глубину маслоприёмника, м:

$$h_{mn} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}} + \frac{0,8 \cdot V_{H_2O}}{S_{mn}} + h_g + h_z, \quad (105)$$

где  $V_{mm}$  - объём трансформаторного масла, м<sup>3</sup>;

$S_{mn}$  - площадь основания маслоприёмника, м<sup>2</sup>;

$V_{H_2O}$  - объём воды, м<sup>3</sup>;

$h_g$  - величина воздушного канала согласно равна 0,05 м;

$h_z$  - высота слоя гранитного щебня или гравия согласно равна 0,25 м.

$$h_{mn} = \frac{37,875}{97,6} + \frac{0,8 \cdot 263,53}{97,6} + 0,05 + 0,25 = 2,84 \text{ м}.$$

2.4 Определим объём маслоприёмника, м<sup>3</sup>:

$$V_{mn} = S_{mn} \cdot h_{mn}, \quad (106)$$

где  $S_{mn}$  - площадь маслоприёмника, м<sup>2</sup>;

$h_{mn}$  - высота маслоприёмника, м.

$$V_{mn} = 97,6 \cdot 2,84 = 277,18 \text{ м}^3.$$

Вывод: в ходе решения для заданного трансформатора марки ТДТНЖ-40000/220 рассчитаны габариты маслоприёмника и получены результаты: объём маслоприёмника равен 277,18 м<sup>3</sup>, площадь маслоприёмника равна 97,6 м<sup>2</sup>, высота маслоприёмника 2,84 м

### 8.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории 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.

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.

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.

Противопожарная защита обеспечивается:

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения ВКР был разработан оптимальный вариант реконструкции электрической сети 35-220 кВ электрических сетей Амурской области с целью повышения энергоэффективности сети.

Произведён перевод питания подстанции Толбузино с подстанции Магдагачи на подстанцию Ключевая. Реконструкция включает в себя замену оборудования на ОРУ-220 кВ на ПС Магдагачи с установкой двух трансформаторов марки ТДТНЖ 40000/220.

Выполнен расчет молниезащиты и заземления ОРУ-220 кВ ПС Магдагачи.

Произведен ввод в эксплуатацию новой линии 220 кВ ПС Сквородино – ПС Магдагачи с целью повышения статической устойчивости контролируемого сечения связи между Центральным и Западным энергорайоном Амурской энергетической системы.

Выполнены расчеты в ПВК RastrWin нормальных и послеаварийных режимов электрической сети до и после реконструкции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Изд – во НЦ ЭНАС, 2014. – 280 с.
- 2 Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 2009.
- 3 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2011
- 4 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.
- 5 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2009. -222 с.
- 6 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования». М.,2011.
- 7 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений /Под научной редакцией Н.Н.Тиходеева. – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2006. – 353 с.
- 8 Баков, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ / Ю. В. Баков. — М. :Энергоатомиздат, 2007.— 272 с.
- 9 СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ»
- 10 СНиП 52-01-2003 «Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения».
- 11 Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред.Д.Л.Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.

12 СО «ПАО ФСК ЕЭС» «Нормы технического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ».

13 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под общей ред. профессоров МЭИ А.И. Попова и др. - М.: Издательство МЭИ, 2012. – 964 с.

14 Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Электрическая часть станций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006. – 192 с.

15 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. - Благовещенск: АмГУ, 2006. – 187 с.;

16 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 592 с.

17 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / Под ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2009. – 353 с.

18 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 15. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 – 750 кВ. – М.: Энергия, 2009. – 152 с.

19 Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей, М., 2013 г.

20 Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергия, 2009. – 408 с.

21 Техническая документация: открытые распределительные устройства ОРУ- 220 кВ: Под ред. Л.В. Новикова. – 1-е изд. – М.: Тистилкон, 2012.- 33 с.

22 Веников, В.А. Надежность и эффективность сетей электрических систем / В. А. Веников, Ю. А. – М. : Высш. шк., 2009. – 151 с.

23 <http://drsk.ru/>

24 <http://energybase.ru/>

25 <http://www.fsk-ees.ru/>

26 <http://base.garant.ru/71146780/>

27 <http://www.mrsk-1.ru/customers/additional-info/losses/>