

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО ДРСК «Приморские электрические сети» в районе ПС Артёмовская Шахтовая для повышения надёжности электроснабжения

Исполнитель
студент группы 942-узб

В.А. Шашков

_____ подпись, дата

Руководитель
профессор,
доктор техн.наук

Н.В. Савина

_____ подпись, дата

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

А.Б. Булгаков

_____ подпись, дата

Нормоконтроль
ст. преподаватель

Л.А. Мясоедова

_____ подпись, дата

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Шашкова Василия Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО ДРСК «Приморские электрические сети» в районе ПС Артёмовская Шахтовая для повышения надёжности электроснабжения

(утверждена приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схемы ПС Артёмовская Шахтовая, ведомости по контрольным замерам, план ПС Артёмовская Шахтовая

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района реконструкции электрических сетей, расчёт и прогнозирование электрических нагрузок, разработка вариантов реконструкции электрической сети, реконструкция распределительного устройства высокого напряжения ПС Шахтовая, расчёт токов короткого замыкания, выбор оборудования подстанции, расчёт режимов работы сети, защита трансформаторов 35 кВ ПС Шахтовая, применяемая автоматика, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 51 таблицу, 2 приложения, 6 листов графической части, программный продукт Mathcad

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, профессор, доктор технических наук

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 109 стр., 16 рисунков, 51 таблицу, 90 формул, 30 источников, 2 приложения.

СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, ПОНИЖАЮЩАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, УСТРОЙСТВО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, АВТОМАТИКА ВВОДА РЕЗЕРВА, РЕЖИМ РАБОТЫ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПОКАЗАТЕЛЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Актуальность работы – заключается в том, что в настоящее время существует острая необходимость реконструкции электрической сети Приморского края, включая ПС Артёмовская и Шахтовая, модернизации линейного и подстанционного оборудования с целью предотвратить возникновения нештатных ситуаций. В работе будет разработан комплекс мероприятий по улучшению режимов работы электрической сети с соответствующим запасом прочности.

Цель работы – анализ проблем которые возникают в рассматриваемой части электрической сети Приморского края, включая ПС Артёмовская и Шахтовая, при эксплуатации и разработка мероприятий по недопущению возникновения аварийных ситуаций и unplanned отключений оборудования и потребителей.

В ходе выполнения работы выбрано необходимое оборудование как в системе внешнего электроснабжения, так и на ПС Шахтовая, произведены необходимые экономические расчёты

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматическое включение резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВРУ – вводно-распределительное устройство;
- ВВ – выключатель высоковольтный;
- ВЛ – воздушная линия;
- КЗ – короткое замыкание;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МЗ – микропроцессорная защита;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ОУ – огнетушитель углекислотный;
- ПС – электрическая подстанция;
- РУ – распределительное устройство;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- ТТ – трансформатор тока.

.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных сокращений	4
Введение	7
1. Характеристика района реконструкции электрических сетей	9
1.1. Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции	9
1.2. Краткая характеристика источника питания	10
1.3. Анализ существующей системы электроснабжения	12
1.4. Обоснование целесообразности реконструкции электрической сети	17
1.5. Обоснование реконструкции и модернизации ПС Шахтовая	18
2. Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	19
2.1. Расчёт нагрузок	19
2.2. Прогнозирование нагрузок	21
3. Разработка вариантов реконструкции электрической сети	24
3.1. Разработка вариантов конфигурации электрической сети при её реконструкции	24
3.2. Технический анализ вариантов реконструкции	28
3.3. Компенсация реактивной мощности	29
3.4. Выбор сечений новых линий электропередачи	31
3.5. Расчёт и выбор силовых трансформаторов ПС Шахтовая	33
4. Реконструкция распределительного устройства высокого напряжения ПС Шахтовая	35
5. Расчёт токов короткого замыкания	36
6. Выбор оборудования подстанции Шахтовая	43
6.1. Выбор выключателей 35 кВ	44
6.2. Выбор выключателей 6 кВ	46
6.3. Выбор разъединителей	48
6.4. Выбор трансформаторов тока	49

6.5. Выбор трансформаторов напряжения	55
6.6. Выбор гибких шин	56
6.7. Выбор жёстких шин	56
6.8. Выбор опорных изоляторов 6 кВ	58
6.9. Выбор трансформатора собственных нужд	59
6.10. Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	60
6.11. Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ	60
7. Защита от прямых ударов молнии ПС Шахтовая	61
8. Расчёт сети заземления	64
9. Расчёт режимов работы сети	68
9.1. Подготовка исходных данных	68
9.2. Расчёт режимов работы сети до реконструкции	70
9.3. Расчёт режимов работы сети после реконструкции	74
10. Защита трансформаторов 35 кВ ПС Шахтовая	82
10.1. Дифференциальная защита	82
10.2. Защита от перегрузки	84
10.3. Максимальная токовая защита	84
10.4. Газовая защита	85
11. Автоматика применяемая на ПС Шахтовая	86
11.1. Автоматика ввода резерва	86
11.2. Автоматическая частотная разгрузка	88
11.3. Автоматическое повторное включение	89
12. Безопасность и экологичность	91
12.1 Безопасность	91
12.2 Экологичность	94
12.3 Чрезвычайные ситуации	101
Заключение	104
Библиографический список	105
Приложение А Расчёт режима работы до реконструкции	110
Приложение Б Расчёт режима работы после реконструкции	111

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в Приморском крае в электрических сетях остро стоят несколько проблем которые мешают нормальному электроснабжению потребителей, данные проблемы касаются рассматриваемого участка сети включая ПС Шахтовая и Артёмовская. Одной из проблем является перегрузка оборудования в частности воздушных линий электропередачи которая создает опасность возникновения аварийной ситуации и выхода из строя оборудования как линейного, так и в некоторых случаях подстанционного.

Вторая проблема, которая встречается повсеместно в рассматриваемых электрических сетях это моральный и физический износ основного электротехнического оборудования как на ВЛ так и на ПС, большая часть которого практически полностью исчерпала свой ресурс, заложенный изготовителем. Учитывая обе эти проблемы можно сделать вывод о том, что существует острая необходимость реконструкции и модернизации рассматриваемого участка сети.

В ходе выполнения данной работы проведён анализ режимов работы электрических сетей Приморского края в районе расположения ПС Артёмовская и Шахтовая, определены основные недостатки схемы и предложены основные мероприятия по их устранению, дополнительно в данной работе проведена глубокая реконструкция и модернизация ПС Шахтовая.

Дополнительно проведен расчёт токов короткого замыкания с последующей проверкой выбранного оборудования ПС Шахтовая по условиям протекания данных токов. Рассмотрены вопросы, связанные с расчетом уставок микропроцессорной защиты и автоматики выбранного оборудования на ПС Шахтовая. В части безопасности жизнедеятельности определены меры безопасности при эксплуатации маслonaполненного и остального электротехнического оборудования

Вопросы решаемые в данной работе:

- анализ данных об электрических сетях в районе расположения ПС Артёмовская и Шахтовая, анализ климатических данных
- Обоснование реконструкции электрической сети
- Разработка вариантов реконструкции электрической сети в районе расположения ПС Артёмовская и Шахтовая
- Выбор основного электротехнического оборудования включая линейное и подстанционное на рассматриваемых ПС
- Расчёт токов короткого замыкания и проверка выбранного оборудования по условиям протекания данных токов.
- Решение вопросов, связанных с молниезащитой и заземлением ПС Шахтовая
- Расчёт и анализ режимов работы электрической сети при ее реконструкции.
- Решение экономических вопросов, связанных с реконструкцией и модернизацией электрической сети
- Определение основных мер безопасности электротехнического оборудования включая маслонаполненное.

Практическая значимость работы – предоставление по окончании работы готового и проработанного варианта реконструкции электрической сети с указанием всех технических характеристик необходимого для установки оборудования.

При выполнении данной работы было использовано следующее лицензионное программное обеспечение:

Операционная система MS Windows 10 Pro; MS Office 2013/2016 PRO PLUS Academic; RastrWin3 Базовый комплекс; RastrWin3 Оптимизация режима; Mathcad Education – University Edition.

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции

Климатическая характеристика местности где будет проводиться реконструкция в большей степени влияет на выбор оборудования и на его стоимость, поэтому она имеет такое важное значение в данной работе.

В таблице 1 указан район по ветру и гололеду, который влияет на выбор воздушных линий электропередачи, максимальная минимальная и средняя температуры, влияют на выбор подстанционного оборудования такого как силовые трансформаторы охлаждение которых рассчитано на неё, степень загрязнения атмосферы влияет на выбор изоляционных материалов и чем выше степень тем выше должны быть изоляционные свойства, глубина промерзания грунта, влияет на расчёт заземляющего устройства подстанций.

Приводим в таблице 1 необходимые данные:

Таблица 1 – Климатические данные

Параметр	Значение
Район по ветру	III (максимальный напор 650 кПа)
Район по гололеду	III (толщина стенки гололеда 20мм)
Максимальная температура	+ 41 °С
Среднегодовая температура	+ 1 °С
Наименьшая температура	- 45 °С
Степень загрязнения атмосферы	II
Глубина промерзания грунта	2,5 м
Состав грунта	Болотные почвы, буротаежные, луговые
Грозовая деятельность	10-20 часов/год
Преобладающее направление ветров	Северное

1.2 Краткая характеристика источника питания

Основным источником питания в рассматриваемой части электрической сети является одна из старейших электростанций в России – Артёмовская ТЭЦ рассмотрим ее подробно.

Артёмовская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции - 400 МВт, тепловая мощность - 300 Гкал/час. Станция работает по тепловому графику с конденсационной догрузкой в летний период. Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используются каменные угли месторождений Приморского края и угли других регионов: Ургальского, Черемховского, Нерюнгринского, Хакасского, Кузнецкого, Уртуйского. Основное оборудование станции включает 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт типа ТВФ, первый из которых был введен в эксплуатацию в 1966 году, последний в 2004 году часть турбоагрегатов выведена из эксплуатации.

Однолинейная схема Артёмовской ТЭЦ представлена на рисунке 1. Рассмотрим подробно распределительные устройства:

РУ 220 кВ выполнено открытым общее количество присоединений составляет 6, при этом количество отходящих ВЛ составляет 3 (в сторону ПС Аэропорт, Береговая-2 и Владивостокскую ТЭЦ-2), схема распределительного устройства выполнена как: 13Н «две рабочие не секционированные и обходная система шин». На распределительное устройство подключается блочный трансформатор 8Т (тип ТДЦ 125000/220/10) и автотрансформаторы связи 2х7АТ (типа АТДЦТН 180000/220/110/10), генератор Г7 при этом по средствам данных автотрансформаторов может выдавать мощность как в сеть 110, так и в сеть 220 кВ.

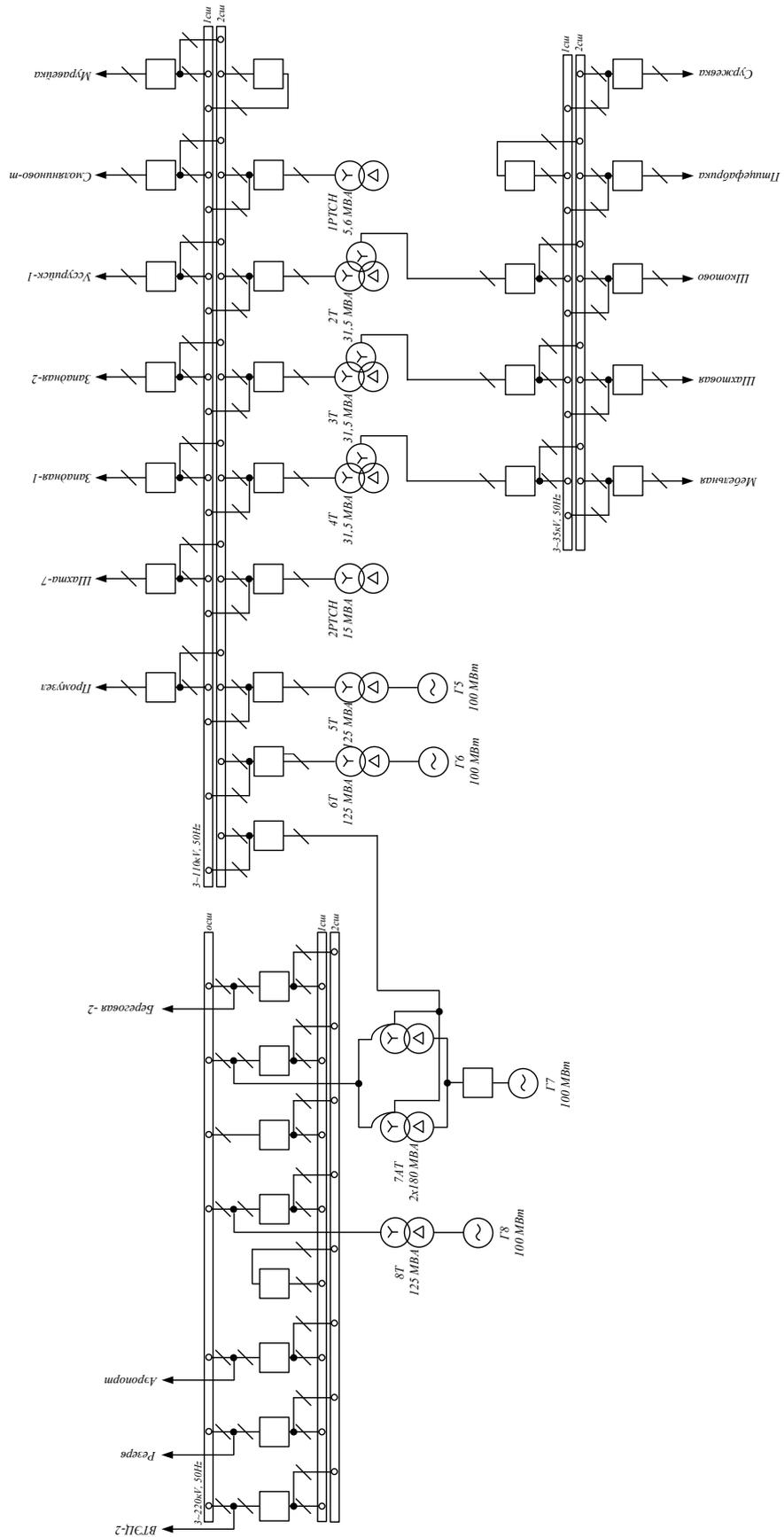


Рисунок 1 - Структурная схема Артемовской ТЭС

РУ 110 кВ выполнено открытым общее количество присоединений составляет 15, при этом количество отходящих ВЛ составляет 8 (в сторону ПС Промузел, Шахта-7, Западная-1,2, Уссурийск-1, Смоляниново-тяга, Муравейка), схема распределительного устройства выполнена как: 13 «две рабочие не секционированные системы шин». На распределительное устройство подключаются блочные трансформаторы 5Т, 6Т (тип ТДЦ 125000/110/10), трёхобмоточные трансформаторы 2Т, 3Т, 4Т (типа ТДТН 31500/110/35/10), трансформаторы собственных нужд 1РТСН (типа ТМН 5600/110/10), 2РТСН (типа ТДН 15000/110/10)

РУ 35 кВ так же выполнено открытым общее количество присоединений составляет 8, при этом количество отходящих ВЛ составляет 5 (в сторону ПС Мебельная, Шахтовая, Шкотово, Птицефабрика, Суржевка), схема распределительного устройства выполнена как: 13 «две рабочие не секционированные системы шин». На распределительное устройство подключаются трёхобмоточные трансформаторы 2Т, 3Т, 4Т от которых оно получает питание со стороны 110 кВ

1.3 Анализ существующей системы электроснабжения

Подробная однолинейная схема электрической сети в районе расположения ПС Артемовская и Шахтовая представлена на рисунке 2, проведем ее характеристику. В настоящее время участок сети напряжением 35 кВ ПС Западная – Шахтовая – Артёмовская – Артёмовская ТЭЦ представляет собой схему с двухсторонним питанием при этом с одной стороны приведённые ПС Артёмовская, Шахтовая могут получать питание со стороны Артёмовской ТЭЦ с другой стороны от ПС Западная 110/35/6 кВ, от распределительного устройства 35 кВ ПС Артёмовская подключена ПС Ключевая которая в свою очередь связана с ПС Касатка. От ПС Шахтовая отходит ВЛ-35 кВ в сторону ПС Трикотажная и Мебельная, при этом данный участок так же представляет схему с двухсторонним питанием.

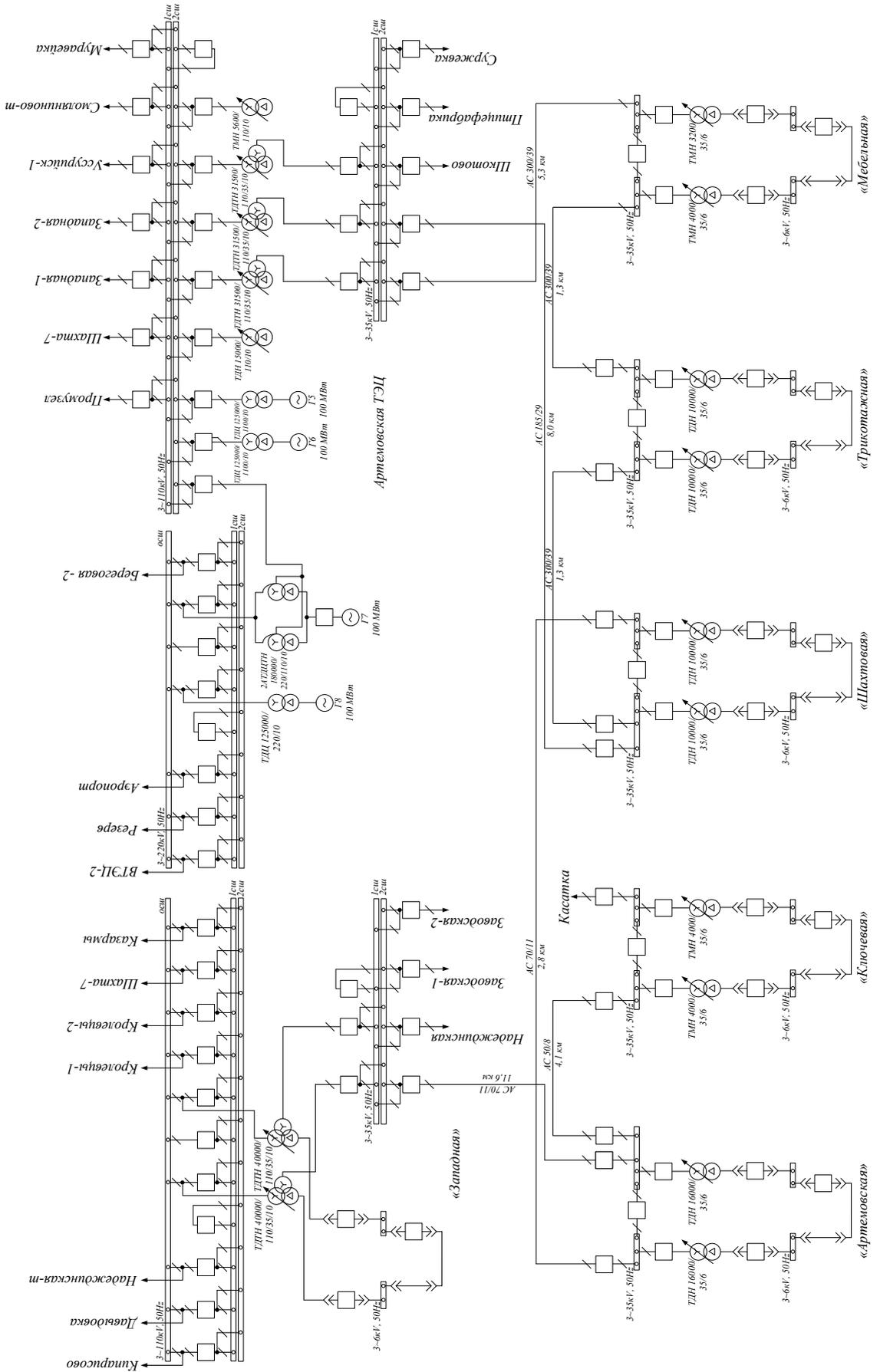


Рисунок 2 – Однолинейная схема существующей электрической сети

Связь между подстанциями на данном участке организована воздушными линиями электропередачи напряжением соответственно 35 кВ выполненными сталеалюминевым проводом марки АС, сечение алюминиевой части которого варьируется от 50 до 300 мм², протяженность участков составляет 1,3 – 11,6 км. Приведём подробную характеристику каждой ПС представленной на рисунке 2

ПС Западная имеет три уровня номинальных напряжений 110/35/6 кВ и соответственно три распределительных устройства, 110 кВ выполнено по схеме 13Н «две рабочие и обходная система шин» к данному РУ подключаются воздушные линии связывающие данную ПС с ПС Кипарисово, Давыдовка, Надеждинская - тяга Кролевцы (две цепи), Казармы, Шахта 7, Распределительное устройство 35 кВ выполнено по схеме 13 «две рабочие системы шин» в данном случае здесь подключены ВЛ в сторону ПС Артёмовская, Надеждинская, Заводская (2 цепи), Распределительное устройство 6 кВ выполнено по традиционной схеме в виде двух секций шин объединённых секционным выключателем. На данной ПС в настоящее время находятся в работе два силовых трёхобмоточных трансформатора типа ТДТН 40000/110/35/6 номинальная мощность которых составляет 40000 кВА, номинальное напряжение соответственно 110/35/6 кВ, система охлаждения, выполненная в виде принудительной циркуляции воздуха, присутствует устройство регулирования напряжения под нагрузкой РПН.

ПС Артёмовская имеет два уровня номинальных напряжений 35/6 кВ и соответственно два распределительных устройства, 35 кВ выполнено по схеме 9 «одна рабочая секционированная выключателем система шин» к данному РУ подключаются воздушные линии связывающие данную ПС с ПС Западная, Шахтовая, Ключевая. Распределительное устройство 6 кВ так же выполнено по традиционной схеме в виде двух секций шин, объединённых секционным выключателем. На данной ПС в настоящее время находятся в работе два силовых трансформатора типа ТДН 16000/35/6 номинальная мощность которых составляет 16000 кВА, номинальное напряжение соответственно 35/6

кВ, система охлаждения, выполнена в виде принудительной циркуляции воздуха, присутствует устройство регулирования напряжения под нагрузкой РПН.

ПС Ключевая 35/6 кВ имеет такое же распределительное устройство высокого напряжения что и ПС Артёмовская, при этом имеется две отходящие ВЛ в сторону ПС Артёмовская и Касатка, на стороне низкого напряжения 6 кВ так же имеется РУ в виде двух секций шин, объединённых секционным выключателем, силовые трансформаторы используются типа ТМН 4000/35/6, номинальной мощностью 4000 кВА номинальное напряжение соответственно 35/6 кВ, система охлаждения, выполнена в виде естественной циркуляции воздуха и масла, присутствует устройство регулирования напряжения под нагрузкой РПН.

ПС Шахтовая и Трикотажная 35/6 кВ так же имеют распределительные устройства высокого напряжения, выполненные по схеме 9 «одна рабочая секционированная выключателем система шин», при этом на ПС Шахтовая подключены ВЛ в сторону ПС Трикотажная, Артёмовская и Артёмовская ТЭЦ, на ПС Трикотажная от РУ 35 кВ подключены ВЛ в сторону ПС Шахтовая и Мебельная, РУ 6 кВ на данных ПС выполнено таким же что и на вышеуказанных ПС. Силовые трансформаторы используются такие же что на ПС Артёмовская.

ПС Мебельная 35/6 имеет РУВН выполненное по схеме 5АН «мостик с выключателями в цепях трансформаторов», ремонтная перемычка здесь не применяется, имеется связь с ПС Трикотажная и Артёмовской ТЭЦ по средствам ВЛ. РУ 6 кВ такое же что и на указанных ранее ПС. Силовые трансформаторы типа ТМН 4000/35/6.

При выполнении данной работы необходимы данные о фактических уровнях нагрузки электрической сети во всех характерных точках, включая распределительные устройства высокого, среднего и низкого напряжения на подстанциях, так же необходимы данные о загрузке ВЛ, эти данные необходимы для таких расчетов как: определение фактических

коэффициентов загрузки силовых трансформаторов на ПС, для расчета токов короткого замыкания, а также для расчёта различных режимов работы электрической сети.

В качестве исходных данных в представленной работе будут использоваться данные контрольного замера, проводимого в Приморских электрических сетях в 2022 году (режим зимнего максимума). В таблице 2 представлена информация о нагрузке ВЛ рассматриваемого участка сети, в таблице 3 представлена информация о загрузке подстанционного оборудования.

Таблица 2 – Загрузка ВЛ в режиме зимнего максимума

Наименование ВЛ	Токовая нагрузка	Марка провода (длительно допустимый ток)	Загрузка
Артемовская - Шахтовая	350 А	АС 70/11 (265 А)	<u>132,1 %</u>
Артемовская - Ключевая	В нормальном режиме отключена	АС 50/8 (210 А)	-
АТЭЦ-Шахтовая	500 А	АС 185/29 (510 А)	<u>98,0 %</u>
Трикотажная - Шахтовая	В нормальном режиме отключена	АС 300/39 (710 А)	-
АТЭЦ-Мебельная	122 А	АС 300/39 (710 А)	17,2 %
Трикотажная - Мебельная	82 А	АС 300/39 (710 А)	11,5 %

Таблица 3 – Загрузка трансформаторов в режиме зимнего максимума

Наименование ПС	Полная мощность максимальная (МВА)	Номинальная мощность транс. (МВА)	Загрузка
Артемовская	19,06	16,0 + 16,0	66,0 %
Шахтовая	12,88	10,0 + 10,0	<u>70,5 %</u>
Ключевая	2,16	4,0 + 4,0	29,9 %
Мебельная	1,91	4,0 + 3,2	29,3 %
Трикотажная	8,00	10,0 + 10,0	44,2 %
Западная	57,11	40,0 + 40,0	<u>71,9 %</u>

Согласно представленным данным в рассматриваемой электрической сети остро стоит проблема перегрузки воздушной линии электропередачи напряжением 35 кВ Артёмовская – Шахтовая в данном случае перегрузка составляет 32,1% этот режим работы может привести к выходу из строя проводов ВЛ и соответственно отключению потребителей.

Некоторые воздушные линии электропередачи в нормальном режиме отключены это необходимо для снижения потерь мощности от уравнивающих токов.

Следует отметить и загрузку трансформантов на ПС рассматриваемого участка сети, на всех ПС нормативное значение коэффициента загрузки (0,7) не превышено, исключением являются ПС Шахтовая и Западная на данных объектах следует рассмотреть вопрос установки трансформаторов большей мощности. Высокий коэффициент загрузки трансформаторов ПС Западная не позволяет в нормальном режиме организовать питание ПС Артёмовская от РУ 35 кВ.

1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрической сети

Как указывалось ранее в рассматриваемой части электрической сети существует проблема перегрузки воздушной линий электропередачи это касается участка ПС Шахтовая – ПС Артёмовская, при этом в режиме максимальной нагрузки в настоящее время максимальный ток в сечении составляет 350 А (согласно данным контрольного замера выполненного 15.12.2022), при условии того что сечение провода (марка АС 70/11) может выдерживать длительно допустимый ток не более 265 А, следовательно можно сделать вывод об острой необходимости решения данной проблемы для исключения повреждения проводника данной ВЛ и возникновения аварийной ситуации.

Реконструкция электрической сети для решения указанной проблемы может быть выполнена несколькими методами в частности организация второй цепи ВЛ что позволит перераспределить нагрузку между цепями,

вторым вариантом является увеличение сечения данной ВЛ до такого уровня, который будет соответствовать токовой нагрузке.

Решение проблемы, которая остро стоит на данном участке сети позволит в значительной степени снизить риски аварийного отключения потребителей и соответствующий ущерб как от недоотпуска электрической энергии, так и от незапланированных аварийных ремонтов.

1.5 Обоснование реконструкции и модернизации ПС Шахтовая

При решении проблемы которая указана в предыдущем разделе в данной работе так же будет решаться еще один вопрос связанный с реконструкцией и модернизацией подстанции Шахтовая. В настоящее время на данной ПС стоит вопрос о замене оборудования включая распределительные устройства как низкого, так и высокого напряжения на более современные и надежные сюда включаются такие элементы как высоковольтные выключатели 35 и 6 кВ измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений нелинейные напряжением 35 и 6 кВ, гибкие шины 35 кВ и жёсткие шины 6 кВ.

Замена оборудования на данном объекте электроэнергетики позволит в значительной степени повысить надёжность электроснабжения рассматриваемого района электрических сетей, снизит вероятность отказа оборудования при аварийных ситуациях, например, при отключении, токах короткого замыкания, позволит снизить издержки на эксплуатацию благодаря использованию современных материалов имеющих высокие технические характеристики.

Так же замена оборудования позволит снизить вероятность получения ущерба здоровью обслуживающего данную ПС персонала при выполнении оперативных переключений в действующих электроустановках и при ликвидации аварийных ситуаций.

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Расчет нагрузок

В данном разделе применяется вероятностно статистический метод, основанный на реальных данных, в качестве реальных данных рассматривались данные контрольных замеров за 5 лет, проведенный анализ данных позволил выявить наиболее загруженный год – 2022.

В качестве необходимых данных которые будут использоваться в дальнейших расчетах являются средняя, эффективная и максимальная мощность нагрузки.

Расчет средней мощности выполняется по следующей формуле [28]:

$$P_{cp} = \frac{\sum P_i}{N} \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{\sum Q_i}{N} \quad (2)$$

где P_i – активная мощность нагрузки для каждого замера (МВт);

Q_i – реактивная мощность нагрузки для каждого замера (МВАр);

N – количество замеров (ед.);

Расчет эффективной мощности выполняется по следующей формуле [28]:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2}{N}} \quad (3)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{\sum Q_i^2}{N}} \quad (4)$$

Максимальная мощность нагрузки определяется из данных контрольного замера путем выбора наибольшего значения, из всех замеров.

Проводим расчет данных параметров на примере одной ПС Трикоотажная, выполняем расчет средней активной и реактивной мощности:

$$P_{cp} = \frac{6,03 + 7,23 + 7,42 + 7,38}{4} = 7,01 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{cp} = \frac{2,63 + 2,99 + 2,9 + 1,99}{4} = 2,62 \text{ (МВАр)}$$

Средняя полная мощность определяется как:

$$S_{cp} = \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2} \quad (5)$$

$$S_{cp} = \sqrt{7,01^2 + 2,62^2} = 7,48 \text{ (кВА)}$$

Выполняем расчет эффективной мощности:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{6,03^2 + 7,23^2 + 7,42^2 + 7,38^2}{4}} = 7,04 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{2,63^2 + 2,99^2 + 2,9^2 + 1,99^2}{4}} = 2,65 \text{ (кВАр)}$$

Максимальная мощность как указано ранее по наибольшему значению из всех замеров:

$$P_m = 7,42 \text{ (кВт)}$$

$$Q_m = 2,99 \text{ (кВАр)}$$

Максимальная полная мощность определяется как [28]:

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2} \quad (6)$$

$$S_m = \sqrt{7,42^2 + 2,99^2} = 8,01 \text{ (кВА)}$$

По аналогичным формулам проводим расчет данных характеристик для всех остальных ПС рассматриваемого района, результаты расчетов приведены в таблице 4

Таблица 4 – Расчетные данные по нагрузке подстанций

Наим. ПС	P_m (МВт)	Q_m (МВАр)	S_m (МВА)	P_{cp} (МВт)	Q_{cp} (МВАр)	S_{cp} (МВА)	$P_{эф}$ (МВт)	$Q_{эф}$ (МВАр)
Артемовская	17,68	7,10	19,06	15,93	6,40	17,16	15,99	6,42
Шахтовая	11,96	4,79	12,88	10,77	4,32	11,61	10,82	4,33
Ключевая	1,91	0,74	2,16	1,72	0,67	1,85	1,73	0,67
Мебельная	1,76	0,72	1,91	1,59	0,65	1,71	1,59	0,65
Трикотажная	7,42	2,99	8,01	7,01	2,62	7,48	7,04	2,65
Западная	52,99	21,29	57,11	47,74	19,18	51,45	47,93	19,26

2.2 Прогнозирование нагрузок

При реконструкции системы электроснабжения необходимо иметь данные не только о фактических данных нагрузки, но и о их значениях на перспективу т.е. прогнозных значений нагрузки, следовательно, далее проводим прогнозирование нагрузки с помощью формулы сложных процентов которая выглядит следующим образом:

Для максимальной активной мощности [20]:

$$P_{нрм} = P_m \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (7)$$

Для максимальной реактивной мощности [20]:

$$Q_{нрм} = Q_m \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (8)$$

Для максимальной полной мощности [20]:

$$S_{нрм} = S_m \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (9)$$

где ε - годовое увеличение нагрузки согласно статистическим данным (%).

T - период прогнозирования (лет)

Для средней активной мощности:

$$P_{нрср} = P_{ср} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (13)$$

Для средней реактивной мощности:

$$Q_{нрср} = Q_{ср} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (14)$$

Для средней полной мощности:

$$S_{нрср} = S_{ср} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (15)$$

Прогнозирование проводим сроком на 10 лет при этом годовое увеличение нагрузки принимаем 1,0%.

Проводим расчет на примере ПС Трикотажная:

$$P_{нрм} = 7,42 \cdot \left(1 + \frac{1,0}{100}\right)^{10} = 8,2 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{нрм} = 2,99 \cdot \left(1 + \frac{1,0}{100}\right)^{10} = 3,3 \text{ (МВАр)}$$

$$S_{нрм} = 8,01 \cdot \left(1 + \frac{1,0}{100}\right)^{10} = 8,84 \text{ (МВАр)}$$

$$P_{нрср} = 7,01 \cdot \left(1 + \frac{1,0}{100}\right)^{10} = 7,75 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{нрср} = 2,62 \cdot \left(1 + \frac{1,0}{100}\right)^{10} = 2,9 \text{ (МВАр)}$$

$$S_{нрср} = 7,48 \cdot \left(1 + \frac{1,0}{100}\right)^{10} = 8,27 \text{ (МВАр)}$$

Аналогично проводим расчет для остальных ПС, результаты расчета приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчетные данные по нагрузке подстанций

Наим. ПС	P_m (МВт)	Q_m (МВАр)	S_m (МВА)	P_{cp} (МВт)	Q_{cp} (МВАр)	S_{cp} (МВА)	$P_{эф}$ (МВт)	$Q_{эф}$ (МВАр)
Артемовская	19,54	7,85	21,06	17,60	7,07	18,97	17,67	7,10
Шахтовая	13,21	5,29	14,23	11,91	4,77	12,83	11,95	4,79
Ключевая	2,11	0,82	2,39	1,90	0,74	2,04	1,91	0,74
Мебельная	1,95	0,80	2,11	1,75	0,72	1,89	1,76	0,72
Трикотажная	8,20	3,30	8,85	7,75	2,90	8,27	7,78	2,93
Западная	58,55	23,52	63,10	52,75	21,19	56,85	52,96	21,28

Таким образом полученные данные будут использоваться в дальнейших расчетах при компенсации реактивной мощности и расчёте режимов работы сети.

3.1 Разработка вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции

В данном разделе выполняется разработка наиболее конкурентно-способных вариантов решения проблемы перегрузки воздушной линии электропередачи Артемовская – Шахтовая. При составлении вариантов отталкиваемся от следующих условий: минимальное количество дополнительного оборудования для реализации проекта (с учетом принятой категории надежности электроснабжения потребителей ПС), ступеней трансформации. Передача электрической энергии от источника питания по возможности должна осуществляться кратчайшим путем от источника до потребителя. В качестве вариантов реконструкции сети принимаем три варианта, первый - перевод ПС Артемовская на номинальное напряжение 110 кВ и подключением ее от распределительного устройства высокого напряжения ПС Западная (данный вариант представлен на рисунке 3), второй это усиление ВЛ Артемовская - Шахтовая за счет строительства второй цепи номинальным напряжением 35 кВ (данный вариант представлен на рисунке 4), третий – замена провода ВЛ Артемовская – Шахтовая на большее сечение соответствующее нагрузке. Рассмотрим подробно варианты, их достоинства и недостатки.

Вариант №1:

- к достоинствам следует отнести возможность разгрузить существующие электрические сети напряжением 35 кВ, при этом питание на напряжении 110 кВ позволит в дальнейшем подключать новых потребителей большей мощности на ПС Артемовская

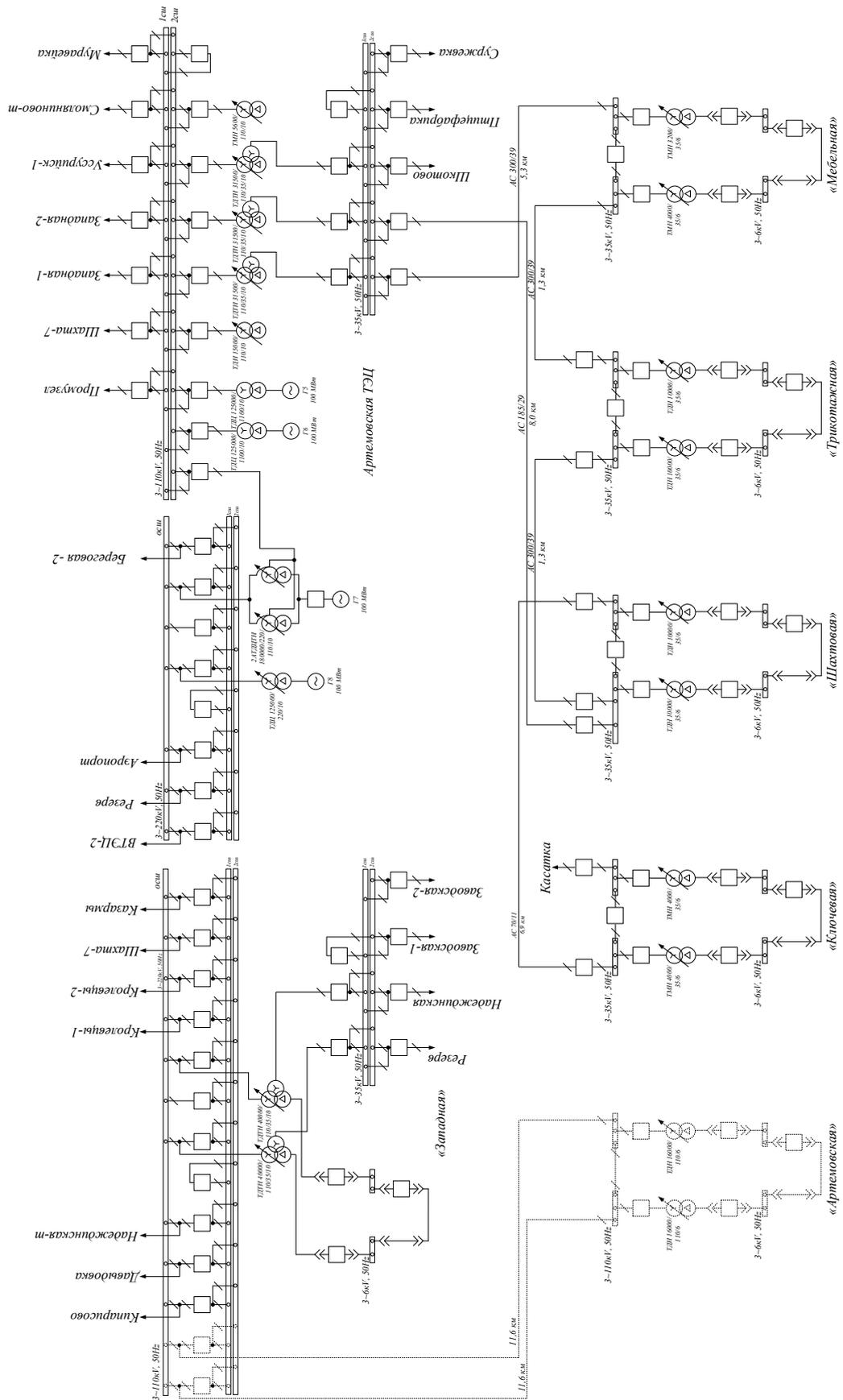


Рисунок 3 – Вариант №1 реконструкции электрической сети

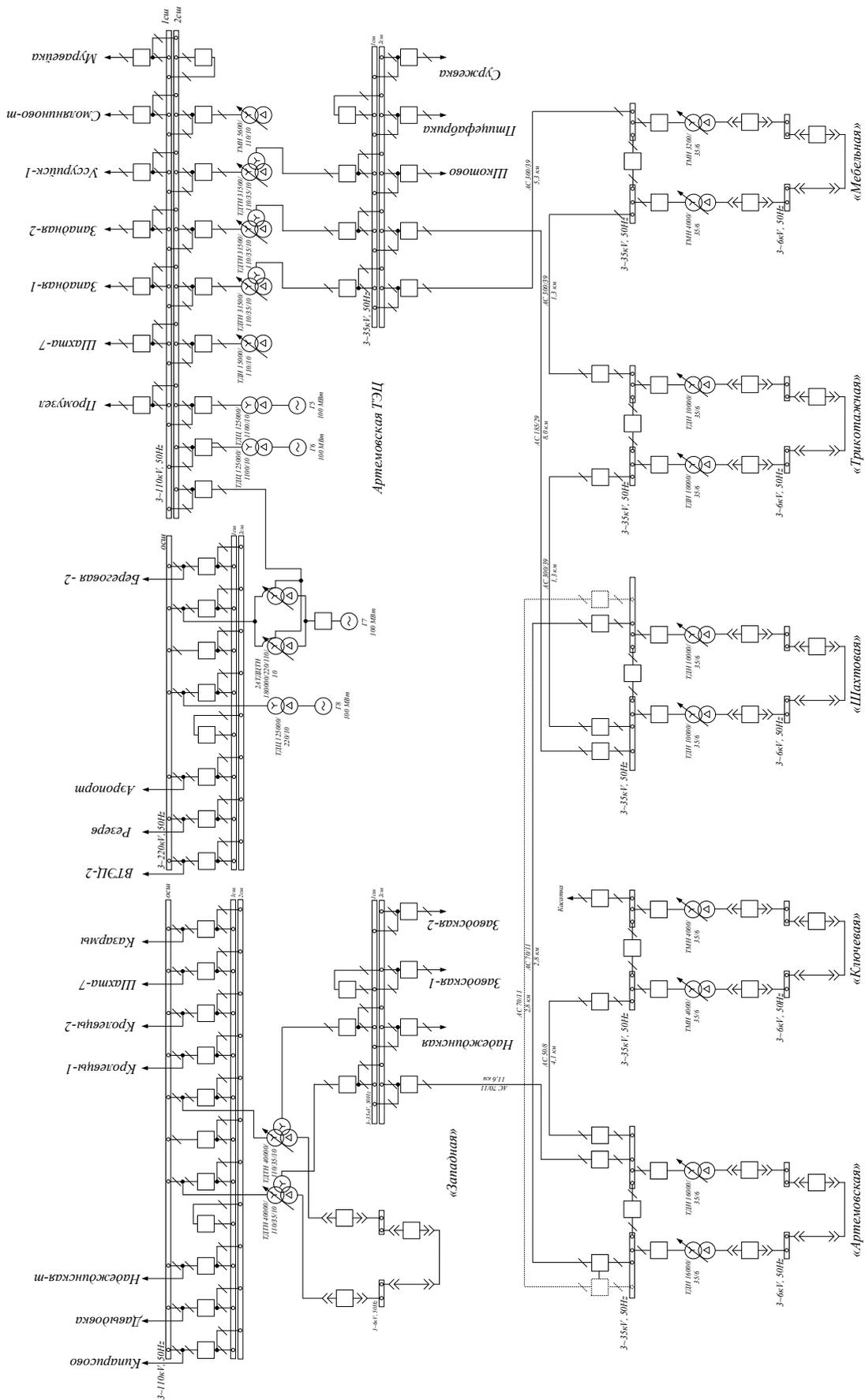


Рисунок 4 – Вариант №2 реконструкции электрической сети

- недостатки данного варианта — это значительные капиталовложения в реконструкцию сети включая ячейки выключателей 110 кВ как на ПС Западная, так и на ПС Артемовская. Помимо выключателей при реконструкции сети по данному варианту необходимо строительство двухцепной ВЛ 110 кВ общей протяженностью 11,6 км, так же необходима установка силовых трансформаторов 110 кВ на ПС Артемовская. При реализации данного варианта необходимо объединить ВЛ 35 кВ Шахтовая - Артемовская и Артемовская - Ключевая для реализации резервирования

Вариант №2:

- достоинства: устранение перегрузки ВЛ Артемовская Шахтовая и возможность вывода в ремонт каждой из цепей ВЛ по отдельности. При повреждении на одной цепи вторая остается в работе и не приводит к отключению или ограничению электроснабжения. Вторая цепь ВЛ может быть выполнена отдельной линией электропередачи и подключена к установленным выключателям на соответствующих распределительных устройствах по готовности, при такой схеме подключения не требуется отключение потребителей ПС Артемовская.

- недостатки: дополнительное оборудование необходимое для реализации проекта – выключатели 35 кВ как на распределительном устройстве 35 кВ ПС Артемовская, так и на РУ 35 кВ ПС Шахтовая, строительство второй цепи ВЛ 35 кВ Артемовская – Шахтовая, расширение распределительных устройств на данных ПС.

Вариант №3:

- достоинства: требуется меньшее количество оборудования по сравнению с первыми двумя вариантами. Увеличение сечения позволит избежать перегрузки ВЛ Артемовская-Шахтовая

- недостатки: требуется длительное отключение ВЛ Артемовская-Шахтовая для выполнения реконструкции что может привести к отключению потребителей т.к. по другим ВЛ резервирование может быть организовано лишь частично по условиям загрузки оборудования. Во избежание

отключения данной ВЛ может быть организовано строительство отдельной ВЛ рядом с существующей и далее организовано поэтапное подключение ее к соответствующим распределительным устройствам. Так же к недостаткам следует отнести ограничение электроснабжения потребителей ПС Артемовская при повреждении либо плановом отключении данной ВЛ.

В таблице 6 приведена сравнительная характеристика трех вариантов по дополнительному оборудованию

Таблица 6 – Дополнительное оборудование вариантов реконструкции

Вариант	Дополнительное количество выключателей	Дополнительная протяженность ВЛ
1	4 (110 кВ)	23,2 (110 кВ)
2	2 (35 кВ)	2,8 (35 кВ)
3	0	2,8 (35 кВ)

3.2 Технический анализ вариантов реконструкции

Согласно представленным данным первый вариант имеет значительно более высокие затраты на реализацию т.к. требуется оборудование 110 кВ которое в значительной степени дороже чем 35 кВ, поэтому данный вариант для дальнейшей разработки не рассматриваем.

При сравнении второго и третьего вариантов следует отметить что последний наиболее желателен с экономической точки зрения т.к. не требуется установка дополнительных ячеек выключателей, при этом нет возможности значительно увеличить сечение провода (опоры 35 кВ рассчитаны только на провод АС 150/24) однако он проигрывает второму варианту по схемной надежности, учитывая тот факт, что нагрузка на ПС Артемовская возрастает из года в год, следовательно, в ближайшем будущем пропускной способности одной цепи ВЛ будет недостаточно и потребуются так или иначе установка второй цепи. Исходя из сказанного принимаем для окончательной реализации второй вариант реконструкции сети.

3.3 Компенсация реактивной мощности

В данном разделе проводится расчет и выбор необходимой мощности компенсирующих устройств для установки на стороне низкого напряжения ПС 35 кВ рассматриваемого района электрических сетей.

Расчёт требуемой мощности данных устройств проводится по предельному коэффициенту реактивной мощности задаваемому энергосистемой, требуемая мощность компенсирующих устройств находится по следующей формуле [17]:

$$Q_K = Q_M - P_M \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ПР}} \quad (10)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ПР}}$ - предельный коэффициенту мощности (принимается равным для сетей 6 кВ – 0,4).

Q_P - расчетная реактивная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС согласно исходным данным.

P_P - расчетная максимальная активная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС согласно исходным данным.

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну секцию шин НН ПС определяем по формуле [17]:

$$Q_{k1} = \frac{Q_K}{2} \quad (11)$$

По полученному значению принимается ближайшее большее значение номинальной мощности компенсирующего устройства устанавливаемого на одну секцию НН из стандартного ряда мощностей $Q_{k.\text{ном}}$

Определение некомпенсированной мощности, потребляемой из сети:

$$Q_{\text{неск}} = Q_M - 2 \cdot Q_{k.\text{ном}} \quad (12)$$

Определение расчетной реактивной мощности проводим по следующей формуле с использованием данных контрольного замера [17]:

$$Q_M = \sqrt{S_M^2 - P_M^2} \quad (13)$$

Проводим определение расчетной реактивной мощности на примере ПС Шахтовая:

$$Q_M = \sqrt{14,23^2 - 13,21^2} = 5,29(\text{МВАр})$$

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_K = 5,29 - 13,21 \cdot 0,4 = 0,01(\text{МВАр})$$

Расчет показывает, что требуемая мощность компенсирующих устройств имеет очень низкое значение, следовательно, установка данных устройств здесь не требуется.

По приведенным ранее формулам проводим расчет и выбор компенсирующих устройств для остальных ПС, результаты сводим в таблицу 7.

Расчет показывает, что на всех ПС рассматриваемого района (кроме ПС Ключевая) установка компенсирующих устройств не требуется (требуемая мощность имеет низкое значение).

Таблица 7 – Выбор компенсирующих устройств

Наименование ПС	Q_M (МВАр)	Q_K (МВАр)	Q_{k1} (МВАр)	$Q_{k.ном}$ (МВАр)	$Q_{неск}$ (МВАр)
Артемовская	7,86	0,04	0,02	Не требуется	-
Шахтовая	5,29	0,01	0,00	Не требуется	-
Ключевая	1,12	0,28	0,14	0,15×2	0,82
Мебельная	0,81	0,03	0,01	Не требуется	-
Трикотажная	3,30	0,02	0,01	Не требуется	-

Для ПС Ключевая принимаем номинальную мощность из стандартного ряда и следующий тип КУ: ВАРНЕТ-А номинальной мощностью 0,15 Мвар. Такого типа установки предназначены для повышения значения

коэффициента мощности в электрических распределительных трёхфазных сетях номинальным линейным напряжением 6(10) кВ, род тока – переменный, частотой 50 Гц. Реактивная мощность, вырабатываемая устройствами компенсации, регулируется в автоматическом режиме путем подключения необходимого числа конденсаторов.

Данная установка обеспечивает подключение ступеней конденсаторных батарей заданной мощности с помощью регулятора. Регулятор определяет угол коррекции между фазным напряжением и током нагрузки. В случае наличия отклонения от заданного значения происходит подключение конденсаторных батарей, при этом учитывается их мощность, число подключений, время необходимое для разряда конденсаторов и остальные параметры. Регулятор обеспечивает измерение и сигнализацию: параметров сети, средне недельного коэффициента мощности, числа перегрузок установки.

3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи

Как указывалось, ранее в данной работе рассматривается вопрос проектирования второй цепи ВЛ ПС Артемовская - Шахтовая. В данном разделе предусматривается выбор сечения и марки проводника для данной ВЛ. В качестве проводника предусматривается использовать провод марки АС, его сечение определяется согласно экономическим токовым интервалам.

Расчетный ток в сечении определяется по следующей формуле [20]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (14)$$

где n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования max нагрузки.

Расчетный ток в ВЛ определяем из условия питания ПС Артемовская и Ключевая от данной ВЛ - нормальный режим работы:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{(19,54 + 2,11)^2 + (7,86 + 0,82)^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \cdot 1,0 \cdot 1,0 = 180,0 \text{ (А)}$$

Согласно экономическим токовым интервалам и климатической характеристике местности принимаем максимальное сечение провода для ВЛ 35 кВ - АС 150/24.

Т.к. питание осуществляется от двух воздушных линий электропередачи, следовательно, требуется проверка в послеаварийном режиме, при отключении одной цепи. В таком режиме работы ток нагрузки протекающий через оставшуюся ВЛ не должен превышать длительно допустимого значения для выбранной марки провода.

Определяем послеаварийный ток [20]:

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n-1)} \quad (15)$$

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{(19,54 + 2,11)^2 + (7,86 + 0,82)^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 364,0 \text{ (А)}$$

Согласно справочным данным для провода марки АС 150/24 длительно допустимый ток составляет 450 А, проверяем условие:

$$I_{до} \geq I_{нав} \quad (16)$$

$$450,0 \geq 364,0$$

Неравенство соблюдается, следовательно, проводник проходит проверку его принимаем к установке.

3.5 Расчет и выбор силовых трансформаторов ПС Шахтовая

Согласно приведенным ранее данным в настоящее время коэффициенты загрузки силовых трансформаторов ПС Шахтовая в нормальном режиме работы превышают нормативное значение 0,7, следовательно, требуется замена данного оборудования на более мощное.

В данном разделе будет проведен расчет и выбор номинальной мощности новых трансформаторов 35/6 кВ.

Требуемая мощность трансформатора [22]:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot K_3^{\text{opt}}} \quad (17)$$

где K_3^{opt} – оптимальный коэффициент загрузки силовых трансформаторов (для двух трансформаторной ПС равен 0,7);

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме [22]:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (18)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (19)$$

Определяем требуемую мощность для ПС Шахтовая:

$$S_p = \frac{\sqrt{13,21^2 + 5,29^2}}{2 \cdot 0,7} = 10,16 \text{ (кВА)}$$

Используя полученные данные принимаем тип трансформатора ТДН 16000/35/6, технические данные представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики трансформатора

ТДН 16000/35/6	
Номинальное напряжение	35/6 кВ
Номинальная мощность	16000 кВА
Потери холостого хода	13 кВт
Потери короткого замыкания	85 кВт
Напряжение короткого замыкания	10,0 %
Ток холостого хода	0,3%

Расчет коэффициентов загрузки:

$$K_H = \frac{\sqrt{13,21^2 + 5,29^2}}{2 \cdot 16} = 0,51$$

$$K_A = \frac{\sqrt{13,21^2 + 5,29^2}}{16} = 1,02$$

Коэффициенты загрузки имеют важное значение в работе трансформатора т.к. определяют срок их службы и безотказность, при этом они должны иметь такое значение, при котором отключение одного из трансформаторов не приведет к отключению другого. Нормированное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме составляет 0,5-0,7, а коэффициента загрузки в послеаварийном режиме 1-1,4, расчёт показал, что указанные коэффициенты находятся в допустимых пределах. Данный тип трансформатора принимаем к установке на ПС Шахтовая.

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПС ШАХТОВАЯ

При реализации проекта по повышению надежности электроснабжения потребителей рассматриваемого района в данной работе предусматривается установка дополнительной ячейки выключателя на распределительном устройстве высокого напряжения ПС Шахтовая т.к. оно позволяет сделать данное расширение. От новой ячейки будет подключаться вновь вводимая ВЛ Артемовская Шахтовая. В настоящее время не данной ПС применяется РУВН выполненное по схеме «одна секционированная система шин». Принципиальная схема ПС Шахтовая после реконструкции представлена на рисунке 5

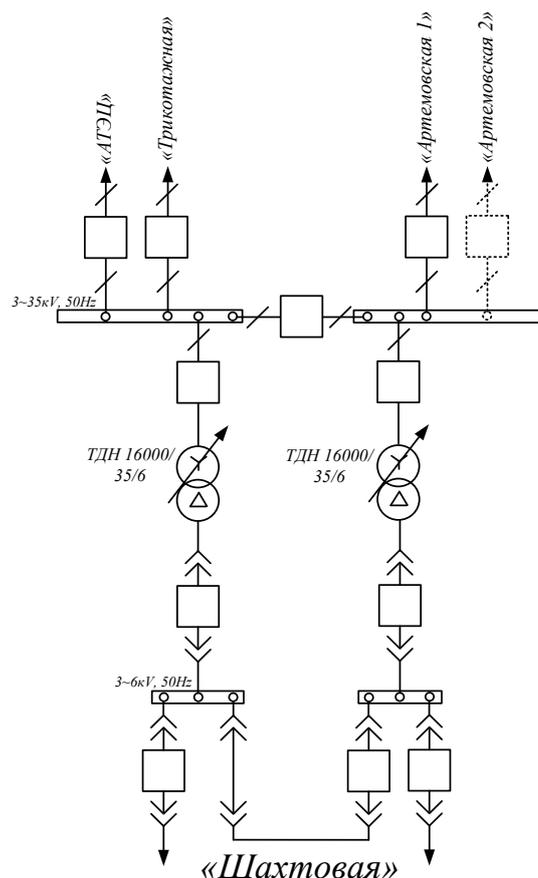


Рисунок 5 – Принципиальная однолинейная схема ПС Шахтовая после реконструкции

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания проводится в данном разделе с целью дальнейшей проверки оборудования ПС Шахтовая на коммутационную, динамическую и термическую стойкость, расчет проводится методом относительных единиц с использованием среднего ряда напряжений [11].

В качестве источников питания принимаются РУ 35 кВ ПС Западная и РУ 35 кВ Артемовской ТЭЦ, расчетные точки КЗ на ПС Шахтовая представлены на рисунке 6.

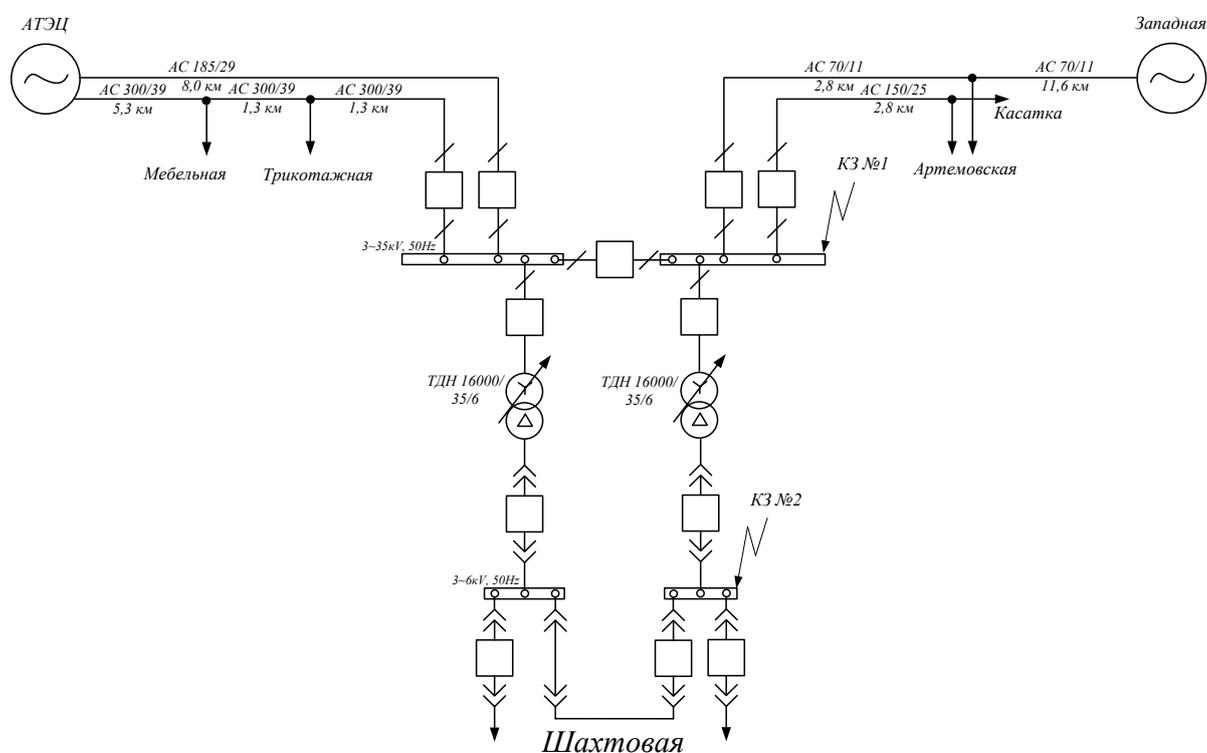


Рисунок 6 – Расчетная схема для расчета токов КЗ

На рисунке 7 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

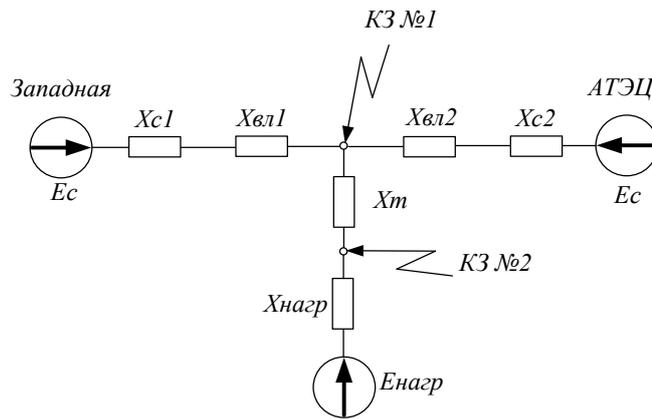


Рисунок 7 – Схема замещения участка сети с указанием расчетной точки КЗ

Для примера проводим расчет тока трехфазного короткого замыкания на шинах ВН ПС Шахтовая

Принимаем базисные условия, базисная мощность принимается произвольно, напряжения принимаются и ряда средних напряжений [11]:

- 1) базисная мощность $S_{\sigma} = 100$ (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 35 кВ $U_{\sigma 35} = 37$,
- 3) базисное напряжение на стороне 6 кВ $U_{\sigma 6} = 6,3$.
- 4) Справочные ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток [11]:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (20)$$

где I_{σ} , U_{σ} – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{\sigma 35} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ (кА)}$$

$$I_{\sigma 6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16 \text{ (кА)}$$

Сопротивление энергосистемы определяется через мощность трехфазного короткого замыкания на шинах источника питания, со стороны ПС Западная по известным значениям токов трехфазного КЗ [11]:

$$X_{C1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{K3}} \quad (21)$$

где I_{K3} – ток трехфазного короткого замыкания на шинах источника питания.

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,7} = 0,2 \text{ (о.е.)}$$

Со стороны АТЭЦ:

$$X_{C2} = \frac{S_6}{S_{C2}} \quad (22)$$

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 17,5} = 0,09 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление ВЛ ПС Западная – Шахтовая (определяется путем последовательно параллельного эквивалентирования):

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (23)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot (11,6 + 2,8 \cdot 0,5) \cdot \frac{100}{37^2} = 0,38 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление ВЛ ПС Шахтовая - АТЭЦ:

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 8,0 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,23 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обобщенной нагрузки:

$$X_H = 1,2 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (24)$$

где S_H , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_H = 1,2 \cdot \frac{100}{\sqrt{13,21^2 + 5,29^2}} = 8,43 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов, установленных на подстанции Шахтовая по следующей формуле:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (25)$$

где $u_{K\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора

$$X_T = \frac{10,0}{100} \cdot \frac{1000}{16,0} = 6,25 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{K\%}$, – напряжение короткого замыкания

Проводим последовательное преобразование схемы замещения для определения расчетных значений результирующего сопротивления и ЭДС.

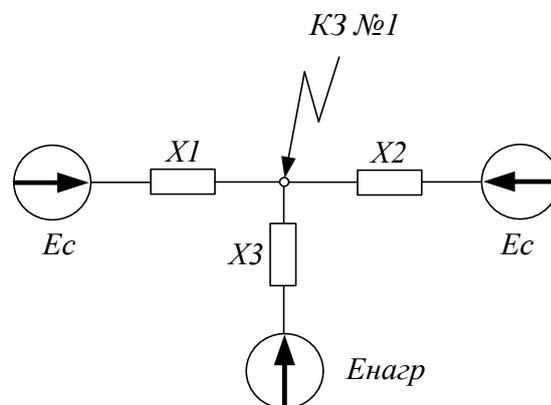


Рисунок 8 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{БЛ1} \quad (26)$$

$$X1 = 0,2 + 0,38 = 0,58 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{БЛ2} \quad (27)$$

$$X2 = 0,09 + 0,23 = 0,32 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = 0,5 \cdot X_T + X_H \quad (28)$$

$$X3 = 0,5 \cdot 6,25 + 8,43 = 11,56 \text{ (о.е.)}$$

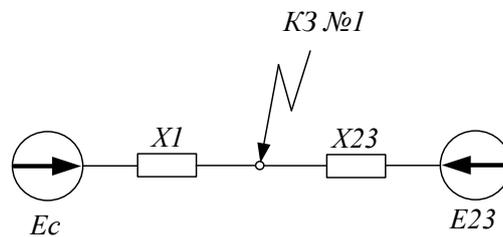


Рисунок 9 – Сворачивание схемы замещения

$$X23 = \frac{X2 \cdot X3}{X2 + X3} \quad (29)$$

$$X23 = \frac{0,32 \cdot 11,56}{0,32 + 11,56} = 0,31 \text{ (о.е.)}$$

$$E23 = \frac{E_c \cdot X3 + E_H \cdot X2}{X2 + X3} \quad (30)$$

$$E23 = \frac{1 \cdot 11,56 + 0,85 \cdot 0,32}{11,56 + 0,32} = 0,97 \text{ (о.е.)}$$

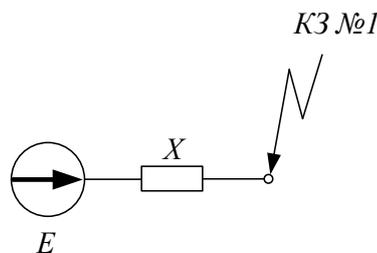


Рисунок 10 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

$$X = \frac{X1 \cdot X23}{X1 + X23} \quad (31)$$

$$X = \frac{0,58 \cdot 0,31}{0,58 + 0,31} = 0,2 \text{ (о.е.)}$$

$$E = \frac{E_c \cdot X23 + E23 \cdot X1}{X23 + X1} \quad (32)$$

$$E = \frac{1 \cdot 0,31 + 0,97 \cdot 0,58}{0,31 + 0,58} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Находим начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке КЗ №1:

$$I_{no} = \frac{E}{X} \cdot I_{635} \quad (33)$$

$$I_{no} = \frac{0,98}{0,2} \cdot 1,56 = 7,64 \text{ (кА)}$$

Находим значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{t_{OB}}{T_a}} \quad (34)$$

где I_{no} – периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени (кА)

t_{OB} – время отключения выключателя с учетом работы защиты

T_a – постоянная времени определяется согласно справочным данным.

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{t_{OB}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 7,64 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,03}} = 0,39 \text{ (кА)}$$

Постоянную времени можно так же определить по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (35)$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

R_p – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

ω – угловая частота (314 рад/сек.)

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (36)$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,64 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 18,54 \text{ (кА)}$$

Расчет теплового импульса проводится по следующей формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{pz} + t_{cv} + T_a) \quad (37)$$

где t_{pz} – максимальное время работы резервной защиты;

t_{cv} – собственное время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени.

Для точки КЗ №1:

$$B_k = 7,64^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,03) = 116,74 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 4 результаты расчета сводятся в таблицу 9:

Таблица 9 – Результаты расчета токов короткого замыкания для выбора оборудования

Расчетная точка короткого замыкания	I_{no} (кА)	I_{at} (кА)	$I_{y\delta}$ (кА)	B_k (кА ² с)
1	7,64	0,39	18,54	116,74
2	21,45	5,73	52,07	957,01

Указанные данные будут использованы при проверке выбранного оборудования в следующем разделе.

6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ ШАХТОВАЯ

В связи с реконструкцией и модернизацией подстанции Шахтовая в данном разделе проводим расчет, выбор и проверку основного необходимого оборудования.

Определяем максимальный рабочий ток РУ 35 кВ для выключателя отходящих линий подстанции Шахтовая из условия утяжеленного послеаварийного режима работы трансформаторов [17]:

$$I_{м1} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} + I_{\text{транзит}} \quad (38)$$

где $S_{\text{тном}}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

U_n – номинальное напряжение (кВ);

$I_{\text{транзит}}$ – ток транзита через РУ 35 кВ (согласно данным контрольного замера);

$$I_{м1} = \frac{1,4 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 35} + 166,25 = 535,75 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУ 35 кВ секционного выключателя 35 кВ, он будет равен максимальному току отходящей линии

$$I_{м2} = I_{м1} \quad (39)$$

$$I_{м2} = 535,75 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток трансформаторных выключателей РУ 35 кВ подстанции Шахтовая из условия утяжеленного послеаварийного режима работы трансформаторов

$$I_{мз} = \frac{1,4 \cdot S_{тном}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (40)$$

где $S_{тном}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

U_n – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{мз} = \frac{1,4 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369,51 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для вводных выключателей 6 кВ (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы)

$$I_{мввод} = \frac{1,4 \cdot S_{тном}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (41)$$

$$I_{мввод} = \frac{1,4 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2155,21 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для секционного выключателя 6 кВ:

$$I_{мсек} = \frac{I_{мввод}}{2} \quad (42)$$

$$I_{мсек} = \frac{2155,21}{2} = 1077,5 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для выключателя 6 кВ присоединения (согласно данным контрольного замера):

$$I_{сек} = 200,15 \quad (43)$$

6.1 Выбор выключателей 35 кВ

Принимаем по номинальному току и напряжению элегазовый выключатель марки ВРС 35-12,5/630 УХЛ1, привод пружинный.

Результаты выбора показаны в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор выключателя 35 кВ отходящей линии

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 535,75 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 7,64 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{yд} = 18,54 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 7,64 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,39 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{yд} = 18,54 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{yд}$
Термическая стойкость	$5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 116,74 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Таблица 11 – Выбор секционного выключателя 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 535,75 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 7,64 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{yд} = 18,54 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 7,64 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,39 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{yд} = 18,54 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{yд}$
Термическая стойкость	$5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 116,74 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Таблица 12 – Выбор трансформаторного выключателя 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630$ А	$I_{макс} = 369,51$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5$ кА	$I_{n0} = 7,64$ кА	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31$ кА	$i_{yд} = 18,54$ кА	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5$ кА	$I_{nt} = 7,64$ кА	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 7,9$ кА	$i_a = 0,39$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31$ кА	$i_{yд} = 18,54$ кА	$i_{прскв} \geq i_{yд}$
Термическая стойкость	5000 кА ² с	$B_K = 116,74$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Все выключатели прошли проверку их принимаем к установке

6.2 Выбор выключателей 6 кВ.

В качестве вводных выключателей 6 кВ принимаем вакуумные типа ВРС-10-31,5-2500 в комплекте КРУ типа КУ-6С, Результаты выбора показаны в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор вводных выключателей 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 2500$ А	$I_{макс} = 2155,21$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{n0} = 21,45$ кА	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128$ кА	$i_{yд} = 52,07$ кА	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{nt} = 21,45$ кА	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 5,73$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{yд} = 52,07$ кА	$i_{прскв} \geq i_{yд}$
Термическая стойкость	4800 кА ² с	$B_K = 957,01$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

В качестве секционного выключателя 6 кВ принимаем так же вакуумный типа ВРС-10-31,5-1600.

Таблица 14 – Выбор секционного выключателя 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные		Условия выбора	
1	2	3	4	5	6
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$		
Номинальный ток	$I_{ном} = 1600$ А	$I_{макс} = 1077,5$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$		
Условия проверки					
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{n0} = 21,45$ кА	$I_{вкл} \geq I_{n0}$		
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128$ кА	$i_{уд} = 52,07$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$		
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{nt} = 21,45$ кА	$I_{откл} \geq I_{nt}$		
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 5,73$ кА	$i_{ан} \geq i_a$		
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{уд} = 52,07$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$		
Термическая стойкость	4800 кА ² с	$B_K = 957,01$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$		

В качестве выключателя 6 кВ присоединения принимаем так же вакуумный типа ВРС-10-31,5-630.

Таблица 15 – Выбор выключателя 6 кВ присоединения.

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные		Условия выбора	
1	2	3	4	5	6
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$		
Номинальный ток	$I_{ном} = 630$ А	$I_{макс} = 200,15$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$		
Условия проверки					
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{n0} = 21,45$ кА	$I_{вкл} \geq I_{n0}$		
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128$ кА	$i_{уд} = 52,07$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$		
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{nt} = 21,45$ кА	$I_{откл} \geq I_{nt}$		
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 5,73$ кА	$i_{ан} \geq i_a$		
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{уд} = 52,07$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$		
Термическая стойкость	4800 кА ² с	$B_K = 957,01$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$		

Все выключатели прошли проверку их принимаем к установке

6.3 Выбор разъединителей.

На ОРУ 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Результаты выбора показаны в таблице 16, 17, 18.

Таблица 16 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ отходящей линии

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{макс} = 535,75$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63$ кА	$i_{уд} = 18,54$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	1875 кА ² с	$B_K = 116,74$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Таблица 17 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ секционного выключателя

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{макс} = 535,75$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63$ кА	$i_{уд} = 18,54$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	1875 кА ² с	$B_K = 116,74$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Таблица 18 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ трансформаторного выключателя

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{макс} = 369,51$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,54 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 116,74 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Все разъединители прошли проверку их принимаем к установке

6.4 Выбор трансформаторов тока.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному току и напряжению, далее проверяются по вторичной нагрузке в заданном классе напряжения

Вторичная нагрузка ТТ [17]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (44)$$

Сопротивление контактов $r_k = 0,1 \text{ Ом}$. Сопротивление проводов:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (45)$$

где $\rho = 0,0283 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2\text{)/м}$ – удельное сопротивление провода;

l - длина проводов, для РУ 35 и 6 кВ - 60 м;

F - сечение провода, $F = 4 \text{ мм}^2$.

Сопротивление проводов (для 35 и 6 кВ):

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

Сопротивление приборов [17]:

$$r_{приб} = \frac{S_{пр}}{I_2^2} \quad (46)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток

Принимаем измерительный комплекс Меркурий 201.8.

Расчет нагрузки 35, 6 кВ приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ отходящей линии

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Сумма		0,5

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ секционного выключателя

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Сумма		0,5

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ трансформаторных выключателей

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Сумма		1,5

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ вводных выключателей

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	0,12
Счетчик РЭ		
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Сумма		1,62

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ секционного выключателя

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Сумма		0,5

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ присоединения

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 201.8	0,12
Счетчик РЭ		
Сумма		0,62

Сопротивление приборов определяется по следующей формуле [17]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{ПП}}}{I^2}$$

Сопротивление приборов трансформаторов тока 35 кВ отходящей линии

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов трансформаторов тока 35 кВ секционного выключателя:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов трансформаторов тока 35 кВ трансформаторного выключателя:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов трансформаторов тока 6 кВ вводного выключателя:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,07 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов трансформаторов тока 6 кВ секционного выключателя:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов трансформаторов тока 6 кВ выключателя присоединения:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,03 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока 35 кВ отходящей линии:

$$Z_2 = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока 35 кВ секционного выключателя:

$$Z_2 = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока 35 кВ трансформаторного выключателя:

$$Z_2 = 0,43 + 0,06 + 0,1 = 0,59 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока 6 кВ вводного выключателя:

$$Z_2 = 0,43 + 0,07 + 0,1 = 0,6 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока 6 кВ секционного выключателя:

$$Z_2 = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока 6 кВ выключателя присоединения:

$$Z_2 = 0,43 + 0,03 + 0,1 = 0,56 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III. Сравнение параметров приведено в таблицах 25, 26, 27.

Таблица 25 – Проверка ТТ 35 кВ отходящей линии

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$ $U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{макс} = 535,75 \text{ А}$ $I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки		
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,54 \text{ кА}$ $i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 116,74 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	30 Ом	0,59 Ом $Z_{2ном} \geq Z_2$

Таблица 26 – Проверка ТТ 35 кВ секционного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$ $U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{макс} = 535,75 \text{ А}$ $I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки		
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,54 \text{ кА}$ $i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 116,74 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	30 Ом	0,59 Ом $Z_{2ном} \geq Z_2$

Таблица 27 – Проверка ТТ 35 кВ трансформаторного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$ $U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{макс} = 369,5 \text{ А}$ $I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки		
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,54 \text{ кА}$ $i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 116,74 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	30 Ом	0,59 Ом $Z_{2ном} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока 6 кВ типа ТПЛК-6 для установки в ячейки 6 кВ. Сравнение параметров приведено в таблице 28, 29, 30.

Таблица 28 – Проверка выбранного 6 кВ для вводного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{макс} = 2155,21 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 52,07 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 957,01 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	$0,59 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Таблица 29 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ для секционного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$	$I_{макс} = 1077,5 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 52,07 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 957,01 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	$0,55 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Таблица 30 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ для выключателя присоединения

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{макс} = 200,15 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 52,07 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 957,01 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	$0,55 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Все трансформаторы тока прошли проверку их принимаем к установке

6.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают по нагрузке [17]:

$$S_{2ном} \geq S_2$$

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

S_2 - нагрузка приборов.

Выбираем трансформатор напряжения на ОРУ 35 кВ.

Данные по нагрузке представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ подстанции Шахтовая

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Сумма			10

Принимаем НАМИ 35 УХЛ1.

Проводим проверку, данные приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

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

ТН прошел проверку

Выбираем ТН 6 кВ типа НАМИ 6 УХЛ1.

Данные по нагрузке представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 6 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	11	4
Счетчик РЭ			
Сумма			54

Таблица 34 – Проверка выбранных трансформаторов напряжения 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75$ ВА	$S_2 = 54$ ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

ТН прошел проверку

6.6 Выбор гибких шин

Для РУ 35 кВ применяем провода такие же как для питающей линии АС-300/39 мм² Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется. Т.к. произошло изменение нагрузки то проводим сравнение расчетного тока нагрузки на стороне ВН подстанции с длительно допустимым значением для существующего типа шин. Расчетный ток ВН составляет 369,5 А, при этом длительно допустимый для провода АС 300/39 составляет 710 А, следовательно шины проходят проверку

6.7 Выбор жестких шин

Проводим выбор жестких шин марки АДО на стороне низкого напряжения подстанции Шахтовая. Максимальный рабочий ток составляет 2155,21 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (2,5 см²), длительно допустимы ток для данной шины составляет 910 А. Шины устанавливаем плашмя, расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ [17]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (47)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{957,01}}{91} = 1,9 \text{ (см}^2\text{)}$$

где B_K – интеграл джоуля.

C - коэффициент для алюминия.

Проверка механической прочности

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} \quad (48)$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}}} = 1,12 \text{ (м)}$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

q - сечение проводника (см²)

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (49)$$

$$J = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \text{ (см}^3\text{×см)}$$

Наибольшее усилие:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \quad (50)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{52070^2}{0,4} = 164,21 \text{ (Н/м)}$$

где i_{y0} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент инерции:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (51)$$

$$W = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \text{ (см}^3\text{)}$$

Механическое напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (52)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{52070^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 49,5 \text{ (МПа)}$$

где $i_{уд}$ - ударный ток КЗ на шинах 6 кВ рассчитанный ранее (А)

При расчете напряжения все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего.

6.8 Выбор опорных изоляторов 6 кВ.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению [17]:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

где $F_{разр}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 6 кВ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия, действующего на опорные изоляторы в РУ 6 кВ подстанции Шахтовая, при горизонтальном или

вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как [17]:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (53)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{52070^2 \cdot 1,1}{0,3} \cdot 10^{-7} = 165,89 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению опорный изолятор типа ОСК 8-6 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 165,89$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ подстанции Шахтовая

6.9 Выбор трансформатора собственных нужд

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 35 приведены мощности нагрузки электроприемников на подстанции Шахтовая.

Таблица 35 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Нагрузка	Расчетная полная мощность
Приводы выключателей 35 кВ	1,55*7
Приводы выключателей 6 кВ	0,45*12
Обогрев выключателей 35 кВ	0,5*7
Обогрев РУ 6 кВ	6,0
Освещение РУ 35 кВ	2,0
Освещение РУ 6 кВ	1,0
Полная расчетная мощность нагрузки	25,82

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд подстанции Шахтовая [17]:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{онт}} \quad (54)$$

$$S_P = \frac{25,82}{2 \cdot 0,7} = 18,44 \text{ (кВА)}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 25/6 номинальной мощностью 25 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

6.10 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 36.

Таблица 36 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,56	22,2	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

6.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ

Принимаем к установке ОПН-6 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 37.

Таблица 37 – Выбор и проверка ОПН 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение фазное	$U_{ном} = 4,35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 4,16 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее фазное напряжение $U_{нр}$ (кВ)	4,35	4,16	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 6 кВ.

7 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ ПС ШАХТОВАЯ

Здания, подстанции, в том числе, открытые распределительные устройства (ОРУ), воздушные линии и другие объекты защищают от прямых ударов молнии при помощи стержневого молниеотвода или комплексом таких. Молниеотводы бывают тросовыми и стержневыми. Первые из них используются для защиты от молнии протяженных объектов, типа шинных мостов, и применяются относительно редко. Вторые же наиболее распространены и способны обеспечить молниезащиту зданий, опор воздушных ЛЭП и других объектов.

Стержневой молниеотвод, как следует из названия, представляет собой устройство, состоящее из молниеприемника, токопровода и заземлителя. Расположенный значительно выше остальных конструктивных элементов сооружения, как минимум на 3 метра (ПУЭ), он и принимает на себя удар молнии.

Молниеприемник изготавливается из стали. Для того чтобы выдерживать термические нагрузки при протекании тока, а также высокую температуру самой молнии, согласно ПУЭ его диаметр должен быть более 6 мм. Соединение молниеприемника с токопроводом необходимо производить путем их сваривания. Если это невозможно, то допустимо резьбовое соединение болтом и гайкой. Диаметр шайб в этом случае должен быть увеличен. Во избежание падения и нанесения по этой причине ущерба, устройство должно быть прочно закреплено на опоре или другой несущей конструкции.

В данном разделе рассматривается расчет молниезащиты всей территории ПС Шахтовая в связи с реконструкцией и модернизацией.

Защита ПС Шахтовая от прямых ударов молний осуществляется стержневыми отдельно стоящими молниеотводами, в количестве 4 штук, расположенных по периметру. Высота молниеотводов, отдельно стоящих принимается согласно правилам устройства электроустановок – 17 метров.

Расчет молниезащиты поводится по следующим формулам:

Эффективная высота молниеотвода [18]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (55)$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эфл} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны (радиус зоны на уровне земли) [18]:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (56)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 17,09$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (M1-M2):

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (57)$$

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (29,0 - 17) = 11,85 \text{ (м)}$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта[18]:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \quad (58)$$

Для линейного портала (высота 9,45 м):

$$r_x = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{14,45}\right) = 4,74 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) \quad (59)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{11,85}\right) = 9,79 \text{ (м)}$$

Расчет остальных систем молниеотводов выполняется по аналогичным формулам, результаты приведены в таблице 38

Таблица 38 – Расчет молниезащиты ПС Шахтовая

Пара молниеотводов	L (м)	h (м)	$h_{эф}$ (м)	h_c (м)	r_0 (м)	r_x (м)	r_{cx} (м)
1 - 2	29,0	17,0	14,45	11,85	17,09	4,74	0,7
1 - 3	28,0	17,0	14,45	12,0	17,09	4,74	0,83
3 - 4	29,0	17,0	14,45	11,85	17,09	4,74	0,7
2 - 4	28,0	17,0	14,45	12,0	17,09	4,74	0,83

Схема молниезащиты показана в графической части

8 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

В данном разделе работы выполняется расчет сети заземления ПС Шахтовая, предполагается на данной подстанции установка заземляющего устройства в виде сетки к которому будет подключено всё основное электротехническое оборудование, которое может оказаться под напряжением результате повреждения либо пробоя изоляции. Различают несколько видов заземлений такое как защитное, рабочее, и молниезащитное. В данном случае функции всех этих видов заземлений будет выполнять одно общее заземление.

В данном разделе рассмотрим подробно расчет системы заземления ПС Шахтовая, размеры необходимые для выполнения расчетов сети заземления это длина и ширина территории $44,5 \times 36$ (м)

Определяем площадь контура заземления ПС Шахтовая [18]:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (44,5 + 3) \cdot (36 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)} \quad (60)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов для рассматриваемой схемы заземления $d = 0,022$ (м)

Сечение вертикальных электродов рассчитывается как [18]:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (61)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения на термическую стойкость электродов [18]:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (62)$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{4,68^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

где I_M - максимальный ток однофазного короткого замыкания РУ ПС Шахтовая (кА)

T - предельное время работы защиты выключателя (сек)

β - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости, далее проводим проверку по стойкости к коррозии

Проверка сечения по коррозионной стойкости выполняется как [18]:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (63)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1,$$

где a_k, b_k, c_k, d_k - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (64)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем изначально расстояние между полосами $l_m = 5$ (м)

Общая длина полос в сетке определяется как:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_m} (B+3) + \frac{(B+3)}{l_m} (A+3) \quad (65)$$

$$L_n = \frac{(44,5+3)}{5} (36+3) + \frac{(36+3)}{5} (44,5+3) = 1086,4$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (66)$$

$$m = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки.

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (67)$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)}$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) \quad (68)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2716} (11+1) = 1250,8 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_{\text{э}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} \quad (69)$$

$$n_{\text{э}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74$$

Принимаем: $n_{\text{э}} = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов $l_{\text{э}} = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для рассматриваемой схемы заземления [18]:

$$R_{\text{с}} = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_{\text{э}} \cdot n_{\text{э}}} \right) \quad (70)$$

$$R_{\text{с}} = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,27 \text{ (Ом)}$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент [18]:

$$\alpha_{\text{н}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}} \quad (71)$$

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21+320) \cdot (3,37+45)}} = 1,78$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя [18]:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} \tag{72}$$

$$R_{II} = 0,442 \cdot 1,78 = 0,482 \text{ (Ом)}$$

Полученное значение сопротивления не превышает нормативного, следовательно, расчет считаем окончанным, данная схема заземления принимается для монтажа на ПС Шахтовая в связи с реконструкцией.

9 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

9.1 Подготовка исходных данных

Расчет режима работы сети проводится для определения всех параметров, в процессе эксплуатации реконструированной сети, включающих такие как: потери напряжения, потери мощности токовые нагрузки в сечениях, напряжения в узлах и т.д.

На первоначальном этапе расчета режимов работы сети требуется подготовка исходных данных: формирование графа сети, нумерация узлов, определение из них генерирующих и балансирующих по мощности.

Далее необходимо задать параметры ветвей те рассчитать сопротивления на каждом участке (указанные сопротивления определяются по справочным данным проводов линий электропередачи).

Расчет проводится программном комплексе RASTR WIN3, граф сети первого и второго вариантов реконструкции представлен на рисунках.

Таблица 39 - Нагрузка в узлах сети в режиме зимнего максимума

Наименование ПС	Номер узла	$U_{ном}$ (кВ)	$P_{макс}$ (МВт)	$Q_{макс}$ (Мвар)
Ключевая	3	35	0,3	0,1
Артемовская	8	6	19,54	7,85
Ключевая	9	6	2,11	0,82
Шахтовая	10	6	13,21	5,29
Трикотажная	11	6	8,2	3,3
Мебельная	12	6	1,95	0,8

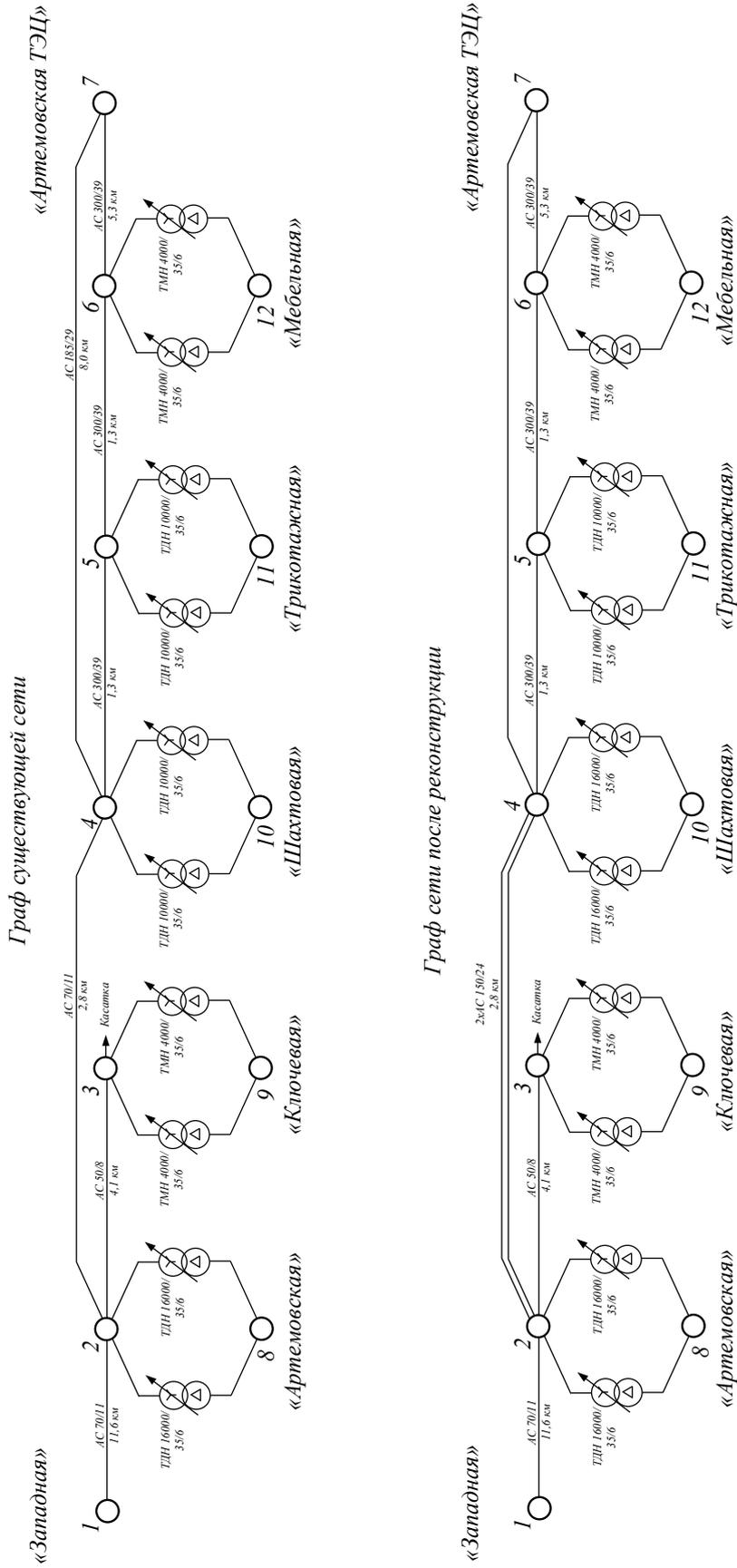


Рисунок 11 – Графы сети до и после реконструкции

Таблица 40 – Данные по ВЛ 35 кВ

Нумерация ВЛ	R (Ом)	X (Ом)
1-2	4,96	5,01
2-3	5,1	6,2
2-4	1,19	1,2
4-5	0,12	0,52
5-6	0,12	0,52
6-7	0,52	2,12
7-4	1,29	3,2

9.2 Расчёт режимов работы сети до реконструкции

Выполняем расчет нормального режима работы сети до реконструкции, полученные данные представлены в таблицах (ВЛ Западная – Артемовская в нормальном режиме отключена), результаты расчетов приведены в таблицах 41, 42 и на рисунке 12.

Таблица 41 – Данные по узлам в нормальном режиме работы сети до реконструкции

Узел	$U_{ном}$ (кВ)	$P_{наг}$ (МВт)	$Q_{наг}$ (Мвар)	$P_{ген}$ (МВт)	$Q_{ген}$ (Мвар)	$U_{факт}$ (кВ)	Отклонение U (%)
1	35	0	0	0	0	35,38	1,09
2	35	0	0	0	0	35,38	1,09
3	35	0,3	0,1	0	0	34,86	-0,41
4	35	0	0	0	0	36,47	4,21
5	35	0	0	0	0	36,64	4,68
6	35	0	0	0	0	36,88	5,38
7	38	0	0	46,99	23,78	38,00	8,57
8	6	19,54	7,85	0	0	5,85	-2,48
9	6	2,11	0,82	0	0	5,87	-2,22
10	6	13,21	5,29	0	0	6,07	1,21
11	6	8,2	3,3	0	0	6,15	2,52
12	6	1,95	0,8	0	0	6,22	3,62

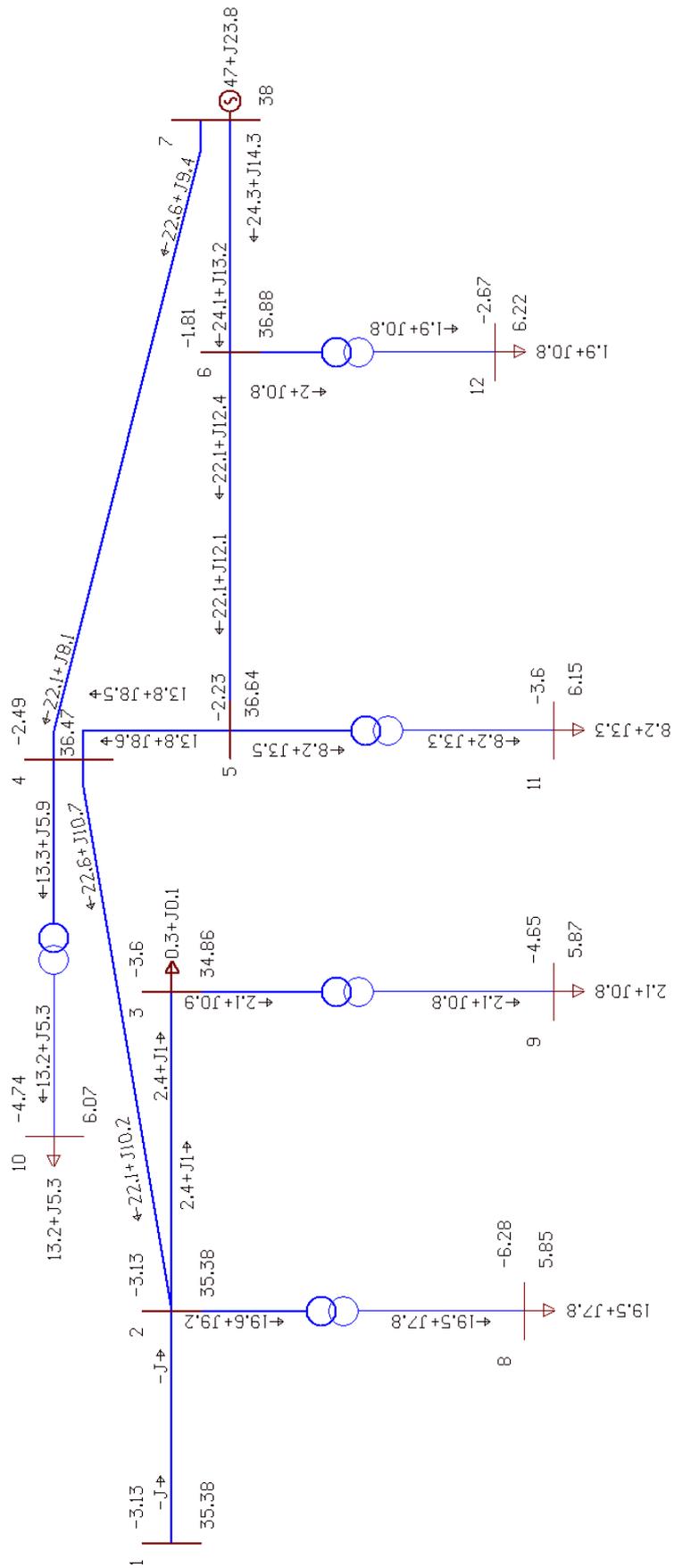


Рисунок 12 – Расчет нормального режим работы сети до реконструкции

Таблица 42 – Данные по ВЛ в нормальном режиме работы сети до реконструкции

Начало	Конец	Iфакт (А)	Iдоп (А)	Iфакт (%)
1	2	0,00	265	0,00
2	3	43,12	210	20,53
2	4	396,34	265	149,56
4	5	256,34	710	36,10
5	6	396,71	710	55,87
6	7	429,40	710	60,48
7	4	372,63	710	52,48

Проводим расчет послеаварийного режим работы сети до реконструкции при отключении ВЛ Мебельная Артемовская, при этом ВЛ Западная - Артемовская включается в работу (максимальная мощность передаваемая со стороны ПС Западная составляет 10 МВт, 4 Мвар по условиям номинальной нагрузки трансформаторов)

Результаты расчетов приведены в таблице 43, 44 на рисунке 13

Таблица 43 – Данные по узлам в послеаварийном режиме работы сети до реконструкции (отключение ВЛ АТЭЦ – Мебельная)

Узел	Uном (кВ)	Pнаг (МВт)	Qнаг (Мвар)	Pген (МВт)	Qген (Мвар)	Uфакт (кВ)	Отклонение U (%)
1	35	0	0	10	4	36,27	3,63
2	35	0	0	0	0	34,36	-1,83
3	35	0,3	0,1	0	0	33,82	-3,38
4	35	0	0	0	0	35,03	0,08
5	35	0	0	0	0	34,93	-0,21
6	35	0	0	0	0	34,91	-0,27
7	38	0	0	37,54	21,19	38,00	8,57
8	6	19,54	7,85	0	0	5,67	-5,48
9	6	2,11	0,82	0	0	5,69	-5,20
10	6	13,21	5,29	0	0	5,82	-2,98
11	6	8,2	3,3	0	0	5,86	-2,40
12	6	1,95	0,8	0	0	5,88	-2,04

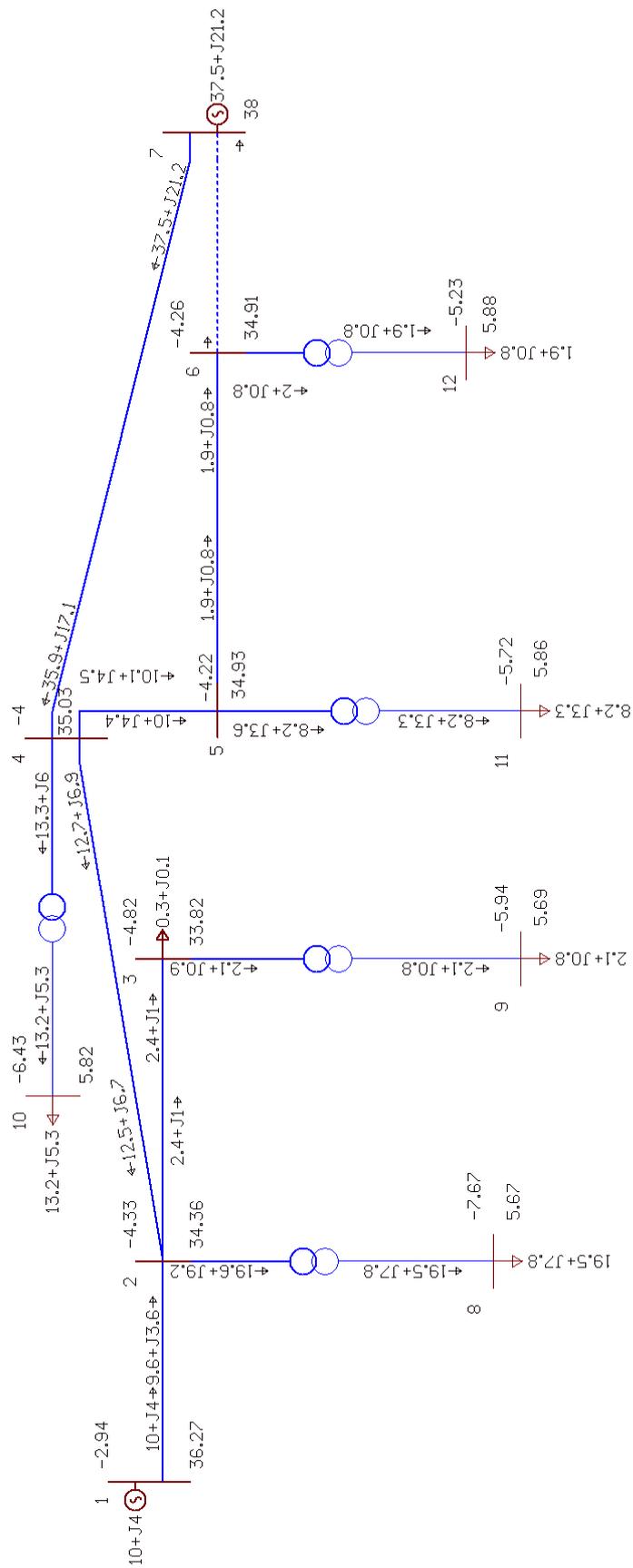


Рисунок 13 – Расчет послеаварийном режиме работы сети до реконструкции (отключение ВЛ АТЭЦ – Мебельная)

Таблица 44 – Данные ВЛ в послеаварийном режиме работы сети до реконструкции (отключение ВЛ АТЭЦ – Мебельная)

Начало	Конец	Iфакт (А)	Iдоп (А)	Iфакт (%)
1	2	171,41	265	64,69
2	3	44,36	210	21,13
2	4	237,89	265	89,77
4	5	181,44	710	25,56
5	6	35,11	710	4,95
6	7	0	710	0,00
7	4	654,86	710	92,23

Проводим анализ полученных результатов:

В нормальном режиме работы сети происходит перегрузка ВЛ Артемовская Шахтовая на 50% выше длительно допустимого тока при этом возможно повреждение провода и возникновение КЗ, Остальные параметры режима токи в остальных сечениях не превышают длительно допустимого значения тока, напряжения в узлах не отклоняются от номинального значения более чем на 10 %

Для послеаварийного режима: напряжения в узлах сети не отклоняются от номинального более чем на 10 %, рабочий ток в сечениях не превышает длительно допустимого значения, однако такой режим крайне нежелателен т.к. трансформаторы ПС Западная работают при таком режиме со 100% нагрузкой что противоречит нормативным коэффициентам загрузки.

9.3 Расчёт режимов работы сети после реконструкции

Проводим расчет нормального режима работы сети после реконструкции, результаты расчетов приведены в таблице 45, 46 и на рисунке

14

Таблица 45 – Данные по узлам в нормальном режиме работы после реконструкции

Узел	Uном (кВ)	Pнаг (МВт)	Qнаг (Мвар)	Pген (МВт)	Qген (Мвар)	Uфакт (кВ)	Отклонение U (%)
1	35	0	0	0	0	35,38	1,09
2	35	0	0	0	0	35,38	1,09
3	35	0,3	0,1	0	0	34,86	-0,41
4	35	0	0	0	0	36,47	4,21
5	35	0	0	0	0	36,64	4,68
6	35	0	0	0	0	36,88	5,38
7	38	0	0	46,99	23,78	38,00	8,57
8	6	19,54	7,85	0	0	5,85	-2,48
9	6	2,11	0,82	0	0	5,87	-2,22
10	6	13,21	5,29	0	0	6,07	1,21
11	6	8,2	3,3	0	0	6,15	2,52
12	6	1,95	0,8	0	0	6,22	3,62

Таблица 46 – Данные ВЛ в нормальном режиме работы сети после реконструкции

Начало	Конец	Iфакт (А)	Iдоп (А)	Iфакт (%)
1	2	0,00	265	0,00
2	3	43,12	210	20,53
2	4	266,48	450	59,22
4	5	256,34	710	36,10
5	6	396,71	710	55,87
6	7	429,40	710	60,48
7	4	372,63	710	52,48
2	4	266,48	450	59,22

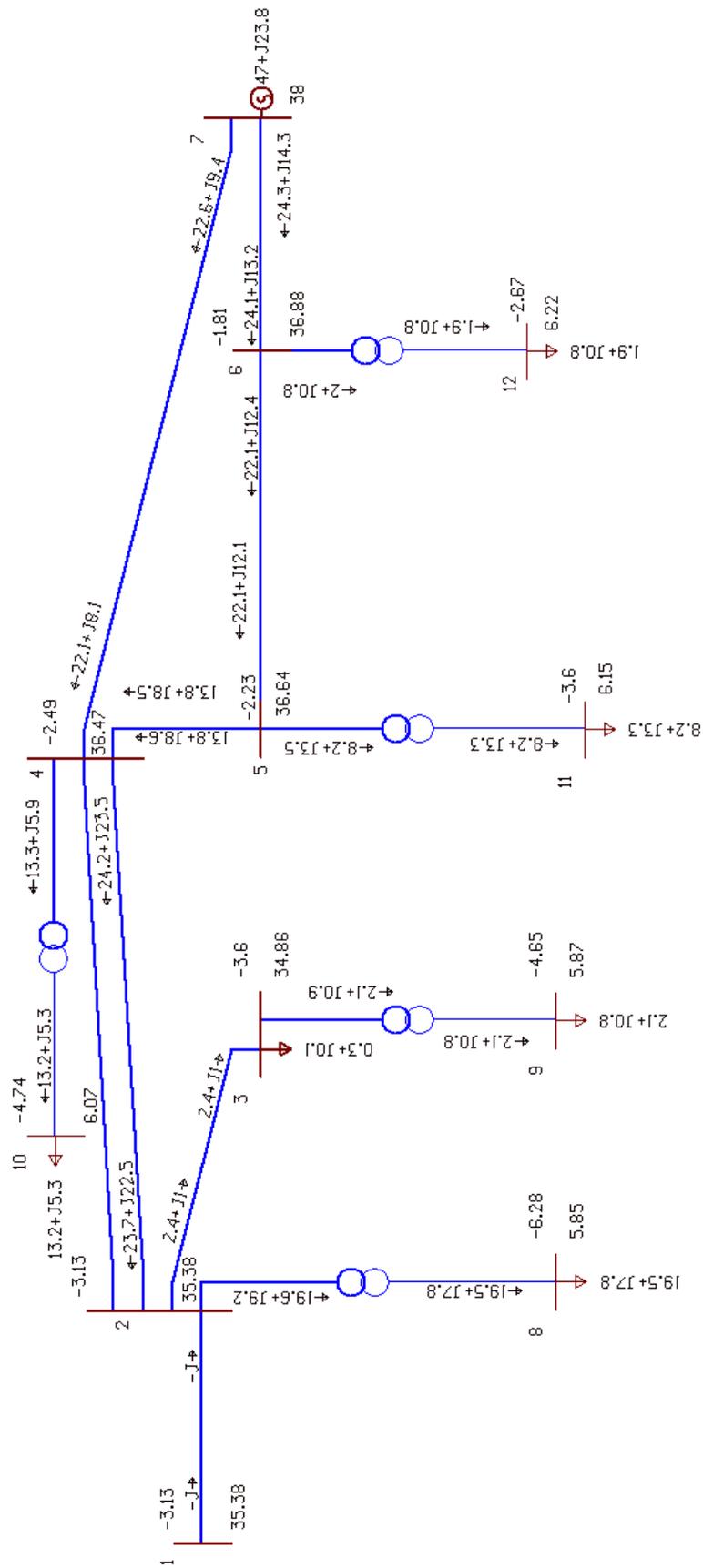


Рисунок 14 – Расчет нормального режима работы сети после реконструкции

Проводим расчет послеаварийного режима работы сети после реконструкции при отключении одной ВЛ Артемовская - Шахтовая, результаты расчетов приведены в таблице 47, 48 и на рисунке 15

Таблица 47 – Данные по узлам в послеаварийном режиме работы сети после реконструкции при отключении одной ВЛ Артемовская - Шахтовая

Узел	Uном (кВ)	Pнаг (МВт)	Qнаг (Мвар)	Pген (МВт)	Qген (Мвар)	Uфакт (кВ)	Отклонение U (%)
1	35	0	0	0	0	35,82	2,34
2	35	0	0	0	0	35,82	2,34
3	35	0,3	0,1	0	0	35,30	0,86
4	35	0	0	0	0	36,48	4,23
5	35	0	0	0	0	36,65	4,71
6	35	0	0	0	0	36,89	5,40
7	38	0	0	46,68	23,63	38,00	8,57
8	6	19,54	7,85	0	0	5,93	-1,21
9	6	2,11	0,82	0	0	5,94	-0,95
10	6	13,21	5,29	0	0	6,07	1,24
11	6	8,2	3,3	0	0	6,15	2,55
12	6	1,95	0,8	0	0	6,22	3,64

Таблица 48 – Данные ВЛ в послеаварийном режиме работы сети после реконструкции при отключении одной ВЛ Артемовская - Шахтовая

Начало	Конец	Iфакт (А)	Iдоп (А)	Iфакт (%)
1	2	0,00	265	0,00
2	3	42,57	210	20,27
2	4	0,00	450	0,00
4	5	253,72	710	35,74
5	6	394,09	710	55,51
6	7	426,66	710	60,09
7	4	370,08	710	52,12
2	4	391,26	450	86,95

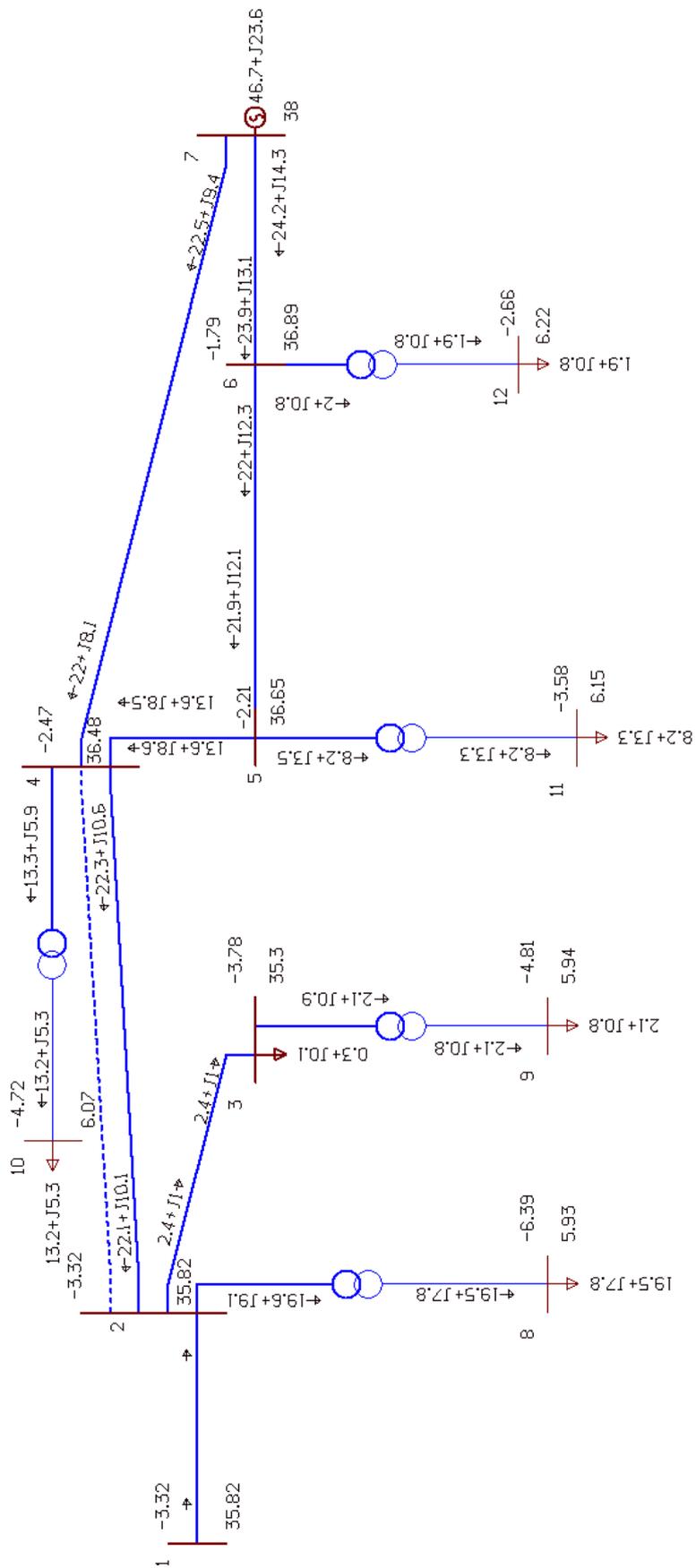


Рисунок 15 – Расчет послеаварийного режима работы сети при отключении одной ВЛ Артемовская Шахтовая

Проводим расчет послеаварийного режима работы сети после реконструкции при отключении ВЛ АТЭЦ - Мебельная, результаты расчетов приведены в таблице 49, 50 и на рисунке 16 (ВЛ Западная – Артемовская включается в работу)

Таблица 49 – Данные по узлам в послеаварийном режиме работы сети после реконструкции при отключении одной ВЛ Артемовская - Шахтовая

Узел	Uном (кВ)	Pнаг (МВт)	Qнаг (Мвар)	Pген (МВт)	Qген (Мвар)	Uфакт (кВ)	Отклонение U (%)
1	35	0	0	10	4	36,73	4,96
2	35	0	0	0	0	34,85	-0,43
3	35	0,3	0,1	0	0	34,31	-1,96
4	35	0	0	0	0	35,06	0,16
5	35	0	0	0	0	34,95	-0,13
6	35	0	0	0	0	34,94	-0,18
7	38	0	0	37,35	20,92	38,00	8,57
8	6	19,54	7,85	0	0	5,76	-4,05
9	6	2,11	0,82	0	0	5,77	-3,78
10	6	13,21	5,29	0	0	5,83	-2,90
11	6	8,2	3,3	0	0	5,86	-2,32
12	6	1,95	0,8	0	0	5,88	-1,96

Таблица 50 – Данные ВЛ в послеаварийном режиме работы сети после реконструкции при отключении одной ВЛ Артемовская - Шахтовая

Начало	Конец	Iфакт (А)	Iдоп (А)	Iфакт (%)
1	2	169,26	265	63,87
2	3	43,74	210	20,83
2	4	117,01	450	26,00
4	5	181,86	710	25,61
5	6	35,11	710	4,95
6	7	0,00	710	0,00
7	4	650,42	710	91,61
2	4	117,01	450	26,00

Проводим анализ режимов работы сети после реконструкции

Для нормального режима работы сети вся мощность рассматриваемого участка передается с Артемовской ТЭЦ, ВЛ Артемовская - Западная отключена, отклонения напряжений в узлах от номинального значения находятся в допустимых пределах, токовые нагрузки ВЛ так же не превышают длительно допустимого значения.

Для послеаварийного режима работы сети при отключении одной ВЛ Артёмовская Шахтовая (ВЛ Артемовская - Западная отключена) так же характерно отсутствие напряжений токовых нагрузок от допустимых значений, можно сделать вывод о том, что сечение проводника выбрано верно и менять его нет необходимости

Для послеаварийного режима работы при отключении ВЛ АТЭЦ мебельная (ВЛ Артемовская - Западная отключена) так же режим является допустимым по напряжениям и по токовой нагрузке, однако как указывалось ранее для ПС Западная такой режим нежелателен по условиям загрузки трансформаторов

10 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 35 КВ ПС ШАХТОВАЯ

Проводим расчет основной защиты х обмоточного трансформатора ТДН 16000/35/6 Шахтовая

10.1 Дифференциальная защита

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала Экра. Для этого выберем трансформаторы тока. Они соединены по схеме «звезда с нулевым проводом».

Выбираем коэффициенты трансформации:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \quad (73)$$

где $I_{ТТН}$ – номинальный ток I стороны трансформатора.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2ТТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (74)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию [1]:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \quad (75)$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (76)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε – полная относительная погрешность;

$\Delta U_{РЕГ}$ – относительная погрешность,

$\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом [1]:

$$K_{10}' = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНМ}}{I_{ТНОМi}} \quad (77)$$

где $I_{1НОМТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения [1]:

$$K_{Т1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (78)$$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{Т1}} \quad (79)$$

Значения $I_{d\min}^*$ и $K_{Т1}$ при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта RET521.

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 51:

Таблица 51 – Тормозные характеристики.

№ характеристики	1	2	3	4	5
K_{TI}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.pacч*}$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаем значением $I_{TP} = 2,25$ для характеристики № 4 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (80)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

10.2 Защита от перегрузки

Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом [1]:

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (81)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05

k_B – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 263,93 = 346,41 \text{ (А)}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{346,41}{(400/5)} = 4,33 \text{ (А)}$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

10.3 Максимальная токовая защита

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ:

$$I_{C3} = \frac{k_H \cdot k_{CAM}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (82)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

k_{CAM} – коэффициент само запуска принимается равным 1,5;

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 263,93 = 593,84 \text{ (А)}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мшн}}}{I_{C3}} \quad (83)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{18,57 \cdot 10^3 \cdot (6,0 / 35)}{593,84} = 5,36$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{593,844}{(250 / 5)} = 9,51 \text{ (А)}$$

10.4 Газовая защита

В данном разделе при реконструкции систем электроснабжения предполагается установка на силовом трансформаторе газовой защиты которая работает на основе газового реле, расположенного между расширительным баком и основным баком силового трансформатора.

Работа реле основывается на прохождении через него газов которые образуются внутри основного бака трансформатора, при коротком замыкании происходит бурное газообразование и эти газы с большой скоростью проходят через газовое реле, в данном устройстве происходит замыкание контактов и происходит отключение силового трансформатора.

Данное устройство имеет абсолютную селективность и предназначено для отключения трансформатора только в случае повреждения внутри самого бака, также отключение трансформатора происходит при снижении уровня масла ниже уровня газового реле. Газовое реле типа «Бухгольца» предполагается устанавливать на силовые трансформаторы ПС Шахтовая.

11 АВТОМАТИКА ПРИМЕНЯЕМАЯ НА ПОДСТАНЦИИ ШАХТОВАЯ

11.1 Автоматика ввода резерва

В данной работе устройство АВР применяется на стороне низкого напряжения 6 кВ ПС Шахтовая для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основного питания. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

При любых отклонениях от заданных параметров автоматика дает команду на смену ввода. Таким отклонением от нормы может стать перенапряжение, падение напряжения, обрыв сети, перекос фаз или короткое замыкание. При этом устройство АВР проверяет выполнение целого ряда дополнительных условий. Во-первых, на защищаемом участке не должно быть

не устранённых неисправностей, иначе подключение резерва не имеет смысла и даже может представлять опасность. Во-вторых, основной ввод должен быть включен. Чтобы исключить ситуацию, когда не напряжение на основной линии пропало, а сам ввод был отключен намеренно. В-третьих, проверяется наличие напряжения на резервной линии, ведь вторая секция может быть обесточена или требуется время для подачи напряжения.

Если все условия удовлетворяются, устройство АВР размыкает основной ввод. Только после этого подключается резервный (секционный). Далее принцип работы АВР может развиваться по двум сценариям. Если предполагается наличие двух равноценных вводов, то будет осуществляться питание от резерва. В противном случае произойдет возврат на основной ввод, когда параметры электрического тока на нем восстановятся.

С технической точки зрения устройство АВР состоит из логической и коммутационной части. Первая из них отвечает за принятие решений, а вторая выполняет механическую функцию, то есть осуществляет переключение на практике. Но задач у автоматики несколько, поэтому стоит рассмотреть компоненты АВР более детально. На каждом из вводов находятся измерительные органы. При этом измерительная часть имеет регулируемую уставку, чтобы можно было задавать верхнюю и нижнюю границу рабочего напряжения. В задачи измерительной части входит постоянный контроль того или иного ввода.

Что касается логического реле, то оно тоже имеет регулировку выдержки срабатывания. К логической части также относится цепь однократности, которая представляет собой двухпозиционное реле. Еще один немаловажный элемент АВР - индикаторная (сигнальная) часть. Она реализуется на основе указательных реле. По сути, это важная составляющая защитной функции АВР, поскольку информирует обо всех изменениях и неисправностях в работе.

В отношении силовой части стоит сказать, что она может быть собрана на контакторах или автоматических выключателях. В любом случае силовая

часть должна полностью исключать возможность одновременного включения обоих вводов. Это возможно только при использовании сразу двух типов блокировки - электронной и механической.

Схема АВР на два ввода. Это самый простой вариант организации системы АВР. Реализуется на основе двух выключателей. В трехфазной сети схема строится с использованием реле контроля фаз. Принцип действия АВР на два ввода максимально простой. В нормальном режиме электрический ток подается через первый ввод. В случае нарушений контакт на первом вводе разомкнется, а на втором замкнется. Затем происходит обратный процесс, когда напряжение на основном вводе снова появляется. Особенность данной схемы заключается в том, что всегда существует приоритет первого ввода.

На ПС Шахтовая принимаем устройство АВР с приоритетом питания от рабочего ввода на стороне 6 кВ, а также принимаем автоматику восстановления нормального режима ВНР, т.е. при появлении стабильного напряжения на рабочем вводе она переводит питание секции на основное питание.

11.2 Автоматическая частотная разгрузка

Автоматическая частотная разгрузка - элемент противоаварийной автоматики распределительных подстанций, который предназначен для предотвращения падения частоты энергосистемы в случае резкого уменьшения количества активной мощности в электрической сети.

Благодаря АЧР в случае возникновения дефицита вырабатываемой мощности на электростанциях энергетическая система остается работоспособной и обеспечивает электроснабжение наиболее ответственных потребителей, отключение которых недопустимо, так как может привести к различным негативным последствиям.

Прежде всего, это потребители первой категории, отключение которых несет опасность для жизни людей или может повлечь за собой большой материальный ущерб. Вторые по важности – это потребители второй категории надежности электроснабжения, отключение которых приводит к

нарушению нормального цикла работы предприятий, различных систем и коммуникаций населенных пунктов.

Кроме того, резкое падение частоты в энергосистеме может привести к нарушению нормальной работы электрических станций. То есть если не принимать никаких мер, то снижение частоты будет продолжаться, что повлечет за собой полный развал энергосистемы.

Автоматическая частотная разгрузка в случае снижения частоты ниже установленного значения производит автоматическое отключение части потребителей от электрической сети, чем обеспечивает снижение дефицита вырабатываемой активной мощности в электрической сети. Уменьшение дефицита мощности в свою очередь способствует повышению частоты электрической сети до требуемого значения 50 Гц.

11.3 Автоматическое повторное включение

Значительная часть коротких замыканий (КЗ) на воздушных ЛЭП, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и др. причинами, при достаточно быстром отключении повреждения релейной защитой самоустраняется. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть неустойчивыми.

Доля неустойчивых повреждений согласно статистическим исследованиям составляет 50-90%.

Обычно, при ликвидации аварии оперативный персонал производит опробование линии путём обратного включения под напряжение. Эта операция называется повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остаётся в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях называют успешными.

При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение, вновь возникает КЗ, и она вновь отключается защитой. Поэтому повторные включения линий на устойчивые повреждения называют неуспешными.

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей используются специальные устройства автоматического повторного включения (АПВ).

Согласно Правилам устройств электроустановок (ПУЭ) обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных ЛЭП напряжением выше 1 кВ. Успешность действия АПВ составляет 50-90%. АПВ восстанавливает нормальную схему и при ложном действии релейной защиты.

Неустойчивые КЗ часто бывают и на шинах подстанций. Поэтому на ПС оборудованных быстродействующей защитой, также применяется АПВ.

Устройствами АПВ оснащаются также все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВА и более и трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. АПВ трансформаторов должно действовать только, если трансформатор был отключен максимальной токовой защитой. Повторное включение при повреждении самого трансформатора, когда он отключен защитами от внутренних повреждений, не производится. Успешность действия АПВ шин и трансформаторов составляет 70-90%.

АПВ используется и на кабельных линиях напряжением 6-10 кВ. Несмотря на то, что повреждения кабелей бывают, как правило, устойчивыми, успешность действия АПВ составляет 40-60%. Это объясняется тем, что АПВ восстанавливает питание потребителей при неустойчивых повреждениях на шинах, при отключении линий вследствие перегрузки, при ложных и неселективных действиях защиты.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

12.1 Безопасность

В ходе выполнения данной работы проведен анализ режимов работы электрических сетей Приморского края в районе расположения ПС Артемовская и Шахтовая, определены основные недостатки схемы и предложены основные мероприятия по их устранению, дополнительно в данной работе проведена глубокая реконструкция и модернизация ПС Шахтовая, а также предложены мероприятия по реконструкции существующей схемы сети.

В настоящей главе рассматриваются вопросы техники безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты и автоматики, телемеханики, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия на подстанции.

Далее приводим основные меры безопасности при выполнении намечаемой деятельности по реконструкции электрической сети и подстанционного оборудования.

- **Безопасность при работах в распределительных устройствах.**

При выполнении работы на выкатной тележке выключателя шкафа комплектного распределительного устройства, необходимо выкатить ее в ремонтное положение, при этом шторки отсека в котором остались токоведущие части под напряжением, должны быть заперты на замок, вывешен соответствующий плакат «стой напряжение», на тележке где предстоит работать, вывешен плакат «работать здесь».[8]

При выполнении работ вне комплектного распределительного устройства, то есть на подключённом к нему оборудовании тележку выключателя необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа, при этом разрешается при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой устанавливать ее в испытательное положение, при отсутствии такой блокировки устанавливать тележку в испытательное положение можно при

условии запираания шторок на замок. Устанавливать в испытательное положение тележки выключателя для опробования допускается только в случае, когда работы вне комплектного распределительного устройства не проводится либо выполнено заземление в шкафу комплектного распределительного устройства.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при работах в трансформаторных подстанциях.

При выполнении работ в комплектных трансформаторных подстанциях без отключения источника питания напряжением выше 1000 В допускается выполнять только осмотр и ремонт, которые возможно выполнить стоя на площадке при условии соблюдения определенных расстояний до токоведущих частей находящихся под напряжением. При условии, если эти расстояния до токоведущих частей меньше допустимых значений, то данная работа должна выполняться с соответствующим отключением электрооборудования.[8]

Допуск работников на комплектные трансформаторные подстанции независимо от того присутствует напряжение на них или нет должен выполняться только после их отключения коммутационными аппаратами, при этом если не исключена подача напряжения на рабочее место, то должны быть отключены коммутационные аппараты с противоположной стороны и приняты меры против самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. На трансформаторных подстанциях и других устройствах не имеющих стационарных ограждений приводы разъединителей либо выключателей нагрузки должны быть заперты на замок, стационарные лестницы и площадки обслуживания должны быть сблокированы с разъединителями из также заперты на замок.

- **Безопасность при работах на силовых трансформаторах**

Осмотр силового оборудования находящегося в работе такого как силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы либо иное оборудование должен выполняться с земли с использованием стационарных сооружений с поручнями, при этом расстояние до токоведущих частей должно быть не менее

допустимого, по условиям безопасного выполнения этой работы. При необходимости осмотра газового реле трансформатора в случае срабатывания его на сигнал, силовой трансформатор должен быть разгружен и отключен от сети для отбора газа и последующего анализа.[4]

Работы внутри силового трансформатора должны выполнять специальные рабочие подготовленные для данной работы и хорошо знающие пути перемещения во время выполнения данной работы. Специальная одежда работающего должна быть чистой и удобной, защищать тело от перегрева в жаркое время года, а также от различных механических повреждений и от загрязнения маслом.

Работа внутри трансформатора должна производиться по наряду не менее чем тремя работниками, двое из которых являются страхующими. При этом они должны находиться у смотрового люка, а если его нет, то у специального отверстия для установки ввода.

Освещение внутри трансформатора в обязательном порядке должно быть переносным, напряжением не более 12 В и иметь защитную сетку только заводского исполнения, либо в данном случае можно пользоваться аккумуляторными фонарями, разделительный трансформатор в данном случае должен быть установлен снаружи бака трансформатора. В случае если при работе в бак подается осушенный воздух с точкой росы не выше 40 градусов, то регламентируемое время пребывания работника внутри трансформатора не должно превышать 4 часа в сутки.[4]

- **Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях**

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей и трубопроводов в подземных сооружениях, а также боеприпасов все земляные работы прекращается для выяснения принадлежности и разрешения соответствующих организаций на продолжение работ.

Запрещается выполнение земельных работ машинами на расстоянии меньше 1 метра, механизмов ударного действия менее 5 метров от трассы электрического кабеля если эти работы связаны с раскопкой кабеля. Перед

разрезанием кабельной муфты необходимо удостовериться в том, что работа выполняется именно на том кабеле, который должен подлежать ремонту и что он отключен и выполнены в полном объеме все технические мероприятия.

Перед разрезанием кабеля и вскрытием его соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с использованием специального приспособления, которое представляет из себя изолирующую штангу и стальную иглу или режущий наконечник. На кабельной линии, имеющей два источника питания отсутствие напряжения, проверяется проколом дистанционным способом со всех сторон откуда может быть подано напряжение.[8]

Прокол электрического кабеля следует выполнять с использованием диэлектрических перчаток, а также средств защиты от термических рисков в частности электрической дуги, при этом на изолирующем основании поверх траншеи с наибольшего расстояния от ремонтируемого кабеля.

Прокол кабеля выполняется двумя работниками: допускающим и производителем работ, либо производителем работ и ответственным руководителем работ, одних из которых должен пройти специальное обучение и будет прокалывать кабель, а второй будет наблюдающим.

При заземлении прокалывающего приспособления могут быть использованы различные заземлители, погруженные в почву на глубину не менее 0,5 метра при этом присоединять заземляющий поводок следует с использованием специальных хомутов, броня кабеля при этом должна быть зачищена.

12.2 Экологичность

Процесс реализации намечаемой деятельности сопровождается воздействием на окружающую среду в виде выбросов и сбросов различных загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления, нарушения почвенно-растительного покрова и т.п.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;
- водные объекты;
- приземный слой атмосферы;

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации - постоянный характер.[5]

● **Воздействие на атмосферный воздух**

Влияние на воздушный бассейн района работ при строительстве объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;
- основные работы, включая земляные работы, строительные-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;

- сварочное оборудование;

- окраска;

- заправка топливных баков;

- пыление грунта при земляных работах.[4]

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутил ацетат, ксилол, толуол, Уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.[4]

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

● **Воздействие на земли и почвенный покров**

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

-с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),

- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,
- проведением землеройных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).[5]

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

● **Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух**

Этап строительства

В процессе выполнения строительных работ перечень мероприятий по минимизации загрязнения атмосферного воздуха включает в себя следующие:

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;
- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;
- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;

- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;
- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;
- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.[5]

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации электрооборудования не требуется.

● Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды

Этап строительства

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ.
- минимальное использование на площадке строительной техники.
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;
- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительно-монтажной организации;
- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.[4]

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Расчет маслоприемника трансформатора

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.[8]

На подстанции Шахтовая при реализации проекта реконструкции устанавливаются 2 трансформатора марки ТДНС 10000/35/10 с размерами (м) 5,4×2,98×5,0 и массой масла 8,3 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м (при массе масла от 2 до 10 тонн) [11].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа вмещающие полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [11].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [11].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [21]:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (1)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{\text{трм}} = \frac{8,3}{0,88} = 9,43 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [21]:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (2)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{mn} = (5,4 + 2 \cdot 1,0) \cdot (2,98 + 2 \cdot 1,0) = 36,85 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [21]:

$$S_{bn} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (3)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{bn} = (5,4 + 2,98) \cdot 2 \cdot 5,0 = 83,8 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [21]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{bn}) \cdot 10^{-3} \quad (4)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (36,85 + 83,8) \cdot 10^{-3} = 43,44 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [21]:

$$V_{\text{ммH}_2\text{O}} = V_{\text{прм}} + 0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}} \quad (5)$$

$$V_{\text{ммH}_2\text{O}} = 9,43 + 0,8 \cdot 43,44 = 44,18 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости

$V_{\text{ммH}_2\text{O}}$:

$$H_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{ммH}_2\text{O}}}{S_{\text{мп}}} \quad (6)$$

$$H_{\text{мп}} = \frac{44,18}{36,85} = 1,2 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [11]:

$$H_{\text{г}} = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [11]:

$$H_{\text{вп}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [11]:

$$H_{\text{нмп}} = H_{\text{мп}} + H_{\text{вп}} + H_{\text{г}} \quad (7)$$

$$H_{\text{нмп}} = 1,2 + 0,05 + 0,25 = 1,5 \text{ (м)}$$

12.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим различные аварийные ситуации для данного объекта:

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на объекте энергетики сложившаяся в результате возникновения какой-либо аварийной ситуации, либо опасного явления природы, катастрофы, стихийного бедствия

которая может повлечь за собой человеческие жертвы либо ущерб здоровью окружающих или природной среде, привести к материальным потерям либо нарушением условий жизнедеятельности.

Чрезвычайные ситуации разделяются на несколько видов по характеру источника, а также по ее масштабам.[4]

Электроэнергетическая система это часть энергосистемы включая подключенных потребителей электрической энергии, объединённых процессом выработки, передачи и потребления электрической энергии. Рассмотрим различные виды аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики: аварии на объектах могут приводить к длительным перерывам электроснабжения потребителей значительных территорий, также к нарушению графиков движения транспорта, поражению людей электрическим током, транспортным авариям и так далее.

Рассмотрим подробно различные причины возникновения аварийных ситуаций: в первую очередь относим сюда погодные явления, обрывы проводов либо падение деревьев на них, разрушение опор воздушных линий электропередач из-за землетрясений либо наводнений, перегрузку оборудования из-за высокого потребления электрической энергии, износ оборудования в процессе его эксплуатации, человеческий фактор также являются причиной возникновения аварий, механические повреждения в результате выполнения каких-либо монтажных либо строительных работ.[4]

Аварийные ситуации в электроэнергетике могут приводить к значительным перерывам электроснабжения, нарушению дорожного движения отсутствию освещения в городе в темное время суток, нарушению работы различных предприятий, таких потребителей как телекоммуникации, водопроводная сеть канализационная сеть, отопление и так далее, могут создавать угрозы работы медицинского оборудования в больницах, приводить к отсутствию связи, а также к различным бытовым неудобствам и так далее.[4]

Рассмотрим предупредительные меры для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации: основной мерой по ликвидации ЧС на

системах является своевременная и быстрая реакция специальных сил для борьбы с чрезвычайными ситуациями, необходимо вовремя выполнять ремонт электрооборудования, а также проводить информирование и разъяснение со специалистами, работающими и обслуживающими данное оборудование.

Также для борьбы с чрезвычайными ситуациями необходимо выполнять комплекс превентивных мер для снижения возникновения аварийной ситуации и либо уменьшения последствий в результате их прохождения.

В настоящее время системы электроснабжения являются очень сложными объектами с различными связями и взаимодействиями, решение вопросов связанных с проектированием таких объектов должно выполняться при использовании вычислительной техники и математических систем, связи и коммуникаций, малейшие аварии на системах электроснабжения ведут значительному материальному и моральному ущербу при отключении и потребителей электрической энергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной работы был проведен анализ режимов работы электрических сетей Приморского края в районе расположения ПС Артемовская и Шахтовая, определены основные недостатки схемы и предложены основные мероприятия по их устранению, дополнительно в данной работе проведена глубокая реконструкция и модернизация ПС Шахтовая.

Дополнительно был проведен расчёт токов короткого замыкания с последующей проверкой выбранного оборудования ПС Шахтовая по условиям протекания данных токов. Рассмотрены вопросы, связанные с расчетом уставок микропроцессорной защиты и автоматики выбранного оборудования на ПС Шахтовая. В части безопасности жизнедеятельности определены меры безопасности при эксплуатации маслonaполненного и остального электротехнического оборудования.

Приведенные в данной работе расчеты могут быть применены на действующих объектах электроэнергетики.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст]: учеб.: рек. Мин. обр. РФ / В. А. Андреев. – 6-е изд., стер. –М.: Высш. шк., 2008. - 640 с.

2 Армеев Д.В. Переходные процессы в электрических системах / Армеев Д.В., Гусев Е.П. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2014. - 332 с. - ISBN 978-5-7782-2498-8 - Текст : электронный //ЭБС "Консультант студента" : [сайт]. - URL : <http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785778224988.html>

3 Афонин В.В. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Электрические станции и подстанции [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.В. Афонин, К.А. Набатов. — Электрон. текстовые данные. — Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. — 90 с. — 978-5-8265-1387-3. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/64621.html>

4 Ахкиямова Г.Р. Безопасность человека в чрезвычайных ситуациях : учебно- методическое пособие / Г.Р. Ахкиямова. — Набережные Челны : Набережночелнинский государственный педагогический университет, 2015. — 148 с. — ISBN 2227-8397. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/49915.html>

5 Баринов В.А. Энергетика России. Взгляд в будущее [Электронный ресурс] / В. А. Баринов, Ю. Л. Барон, В. М. Батенин. — Электрон. текстовые данные. — М. : Энергия, Институт энергетической стратегии, 2010. — 610 с. — 978-5-98908-035-9. —Режим доступа:<http://www.iprbookshop.ru/4293.html>

6 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2008. – 430 с.

7 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.

8 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : сб. учеб.-метод. материалов для всех направлений подготовки бакалавров и специалистов /АмГУ, ИФФ; сост. А.Б. Булгаков, В.Н. Аверьянов, М. В. Гриценко. - Благовещенск : Изд- во Амур. гос. ун- та, 2017. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9036.pdf

9 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2006. №10.

10 Козлов А.Н. Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 315 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6924.pdf

11 Мясоедов Ю.В. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : учеб. пособие. . Ч. 1 / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур.гос. ун- та, 2014. - 104 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7128.pdf

12 Мясоедов Ю.В. Оперативные переключения при диспетчерском и технологическом управлении [Текст] : учеб.пособие / Ю.В.Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. -Благовещенск : Изд-воАмур.гос. ун-та, 2003. - 276 с.

13 Основы теоретической электротехники : учебное пособие / Ю. А. Бычков, В. М. Золотницкий, Е. Б. Соловьева [и др.]. — 2-е изд., стер. — Санкт-Петербург : Лань, 2021. — 592 с. — ISBN 978-5-8114-0781-1. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/167733> (дата обращения: 18.05.2021). — Режим доступа: для авториз. Пользователей

14 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.

15 Проценко П.П. Теоретические основы электротехники: метод. указания к лаб. работам по дисциплине для направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» Ч.1/П.П. Проценко, Н.С. Бодруг, О.В. Скрипко. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. – 81с Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/8444.pdf

16 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А.Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf

17 Ротачева А.Г. Специальный курс электрических станций [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Г. Ротачева, А. Н. Козлов ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 119с http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7014.pdf

18 Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf

19 Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч. 1 / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. 177 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7062.pdf

20 Савина Н.В. Практикум по электрическим сетям [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, В.Ю. Маркитан. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 254 с. - Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7127.pdf

21 Савина Н.В. Качество электроэнергии [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос.

ун-та, 2014. - 182 с. - Режим доступа:
http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7136.pdf

22 Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : учеб.пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд- во Амур.гос.унта, 2014. - 127с. [https:// irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7094.pdf](https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7094.pdf)

23 Системы электроснабжения: сборник учебно- методических материалов для направления подготовки 13.03.01 и 13.03.02. / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская - Благовещенск: Изд- во АмГУ, – 2017. 136 с. [http:// irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/ AmurSU_Edition/9661.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9661.pdf)

24 Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : учеб.пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд- во Амур.гос.унта, 2014. - 127с. [https:// irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7094.pdf](https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7094.pdf)

25 Судаков Г.В. Экономика энергетики [Текст] : учеб. пособие: [В 2 ч] / Г. В. Судаков, Т. Ю.Ильченко ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2008 - Ч. 1. -2008. - 164 с.

26 Теоретические основы электротехники [Текст] : учеб.- метод. пособие : рек. УМС / В.И. Усенко [и др.] ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд- во Амур. гос. ун- та, 2017 - Ч. 1 : Анализ линейных электрических цепей в установившихся режимах. - 2017. - 144 с.

27 Техника высоких напряжений [Электронный ресурс] : метод. указания к практическим занятиям / АмГУ, Эн. ф ; сост.: Н. В. Савина, П. П. Проценко. -Благовещенск : Изд- во Амур.гос. ун- та, 2015. - 106 с. [http:// irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7364.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7364.pdf)

28 Ушаков В.Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для вузов /В. Я. Ушаков. — Москва : Издательство Юрайт, 2022. — 446 с. — (Высшее образование). —ISBN 978-5-534-00649-0. — Текст : электронный // Образовательная платформа Юрайт [сайт]. — URL: [https:// urait.ru/bcode/490265](https://urait.ru/bcode/490265) (дата обращения: 16.03.2022).

29 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

30 Электроснабжение специальных объектов: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.02. / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская - Благовещенск: Изд-во АмГУ, – 2017. 110 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9664.pdf

Приложение А - Расчет режима работы до реконструкции

Узел	Uном (кВ)	Pнаг (МВт)	Qнаг (Мвар)	Pген (МВт)	Qген (Мвар)	Uфакт (кВ)	Отклоне ние U (%)
1	35	0	0	0	0	35,38	1,09
2	35	0	0	0	0	35,38	1,09
3	35	0,3	0,1	0	0	34,86	-0,41
4	35	0	0	0	0	36,47	4,21
5	35	0	0	0	0	36,64	4,68
6	35	0	0	0	0	36,88	5,38
7	38	0	0	46,99	23,78	38,00	8,57
8	6	19,54	7,85	0	0	5,85	-2,48
9	6	2,11	0,82	0	0	5,87	-2,22
10	6	13,21	5,29	0	0	6,07	1,21
11	6	8,2	3,3	0	0	6,15	2,52
12	6	1,95	0,8	0	0	6,22	3,62

Начало	Конец	Iфакт (А)	Iдоп (А)	Iфакт (%)
1	2	0,00	265	0,00
2	3	43,12	210	20,53
2	4	396,34	265	149,56
4	5	256,34	710	36,10
5	6	396,71	710	55,87
6	7	429,40	710	60,48
7	4	372,63	710	52,48

Приложение Б - Расчет режима работы после реконструкции

Узел	Uном (кВ)	Pнаг (МВт)	Qнаг (Мвар)	Pген (МВт)	Qген (Мвар)	Uфакт (кВ)	Отклоне ние U (%)
1	35	0	0	0	0	35,38	1,09
2	35	0	0	0	0	35,38	1,09
3	35	0,3	0,1	0	0	34,86	-0,41
4	35	0	0	0	0	36,47	4,21
5	35	0	0	0	0	36,64	4,68
6	35	0	0	0	0	36,88	5,38
7	38	0	0	46,99	23,78	38,00	8,57
8	6	19,54	7,85	0	0	5,85	-2,48
9	6	2,11	0,82	0	0	5,87	-2,22
10	6	13,21	5,29	0	0	6,07	1,21
11	6	8,2	3,3	0	0	6,15	2,52
12	6	1,95	0,8	0	0	6,22	3,62

Начало	Конец	Iфакт (А)	Iдоп (А)	Iфакт (%)
1	2	0,00	265	0,00
2	3	43,12	210	20,53
2	4	266,48	450	59,22
4	5	256,34	710	36,10
5	6	396,71	710	55,87
6	7	429,40	710	60,48
7	4	372,63	710	52,48
2	4	266,48	450	59,22