

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: Развитие электрических сетей напряжением 35-10 кВ Хабаровского края  
в связи с выводом из эксплуатации Майской ГРЭС

Исполнитель  
студент группы

\_\_\_\_\_ подпись, дата

Н.В. Обьедкова

Руководитель  
профессор  
доктор. техн. наук

\_\_\_\_\_ подпись, дата

Н.В. Савина

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

\_\_\_\_\_ подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_ подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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 Обьедковой Надежды Викторовны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей напряжением 35-10 кВ Хабаровского края в связи с выводом из эксплуатации Майской ГРЭС  
(утверждено приказом от 15.03.2022 № 506-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Подробная однолинейная схема 35 кВ Майской ГРЭС, однолинейная схема электрической сети 35 кВ в районе расположения Майской ГРЭС, данные контрольного замера

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Обоснование ввода в эксплуатацию ПС Майская 35/10 кВ, разработка варианта подключения ПС Майская 35/10 кВ к системе внешнего электроснабжения, выбор силовых трансформаторов 35/10 кВ и основного оборудования для ПС Майская 35/10 кВ, выбор проводов линий электропередачи, расчет токов короткого замыкания, расчёт режимов работы электрической сети

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов формата А1

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Н. В. Савина, профессор доктор. техн. наук

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

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 122 стр., 19 рисунков, 49 таблиц, 116 формул, 30 источников, 3 приложения.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОНИЖАЮЩАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, ДУГОВАЯ ЗАЩИТА, ОТХОДЯЩЕЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ

В представленной работе разработан вариант развития Хабаровских электрических сетей при выводе из эксплуатации «Майской ГРЭС». В работе рассмотрен вариант подключения вновь вводимой ПС Майская 35/10 кВ к системе внешнего электроснабжения, выбрано основное необходимое оборудования, в частности, воздушная линия электропередачи, распределительные устройства, силовые трансформаторы, а также все вспомогательное оборудование включая устройства компенсации реактивной мощности устройства защиты и автоматики. В разделе безопасности жизнедеятельности рассмотрены аспекты безопасной эксплуатации электротехнического оборудования, так же выполнены необходимые экономические расчеты.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- ВВ – высоковольтный выключатель;
- ВЛЭП – воздушная линия электропередачи;
- ДЗ – дуговая защита;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- МЗ – микропроцессорная защита;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ПС – подстанция;
- РПН – устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1. Характеристика климатических условий и территориальных особенностей	10
2. Описание электрических сетей района расположения «Майской ГРЭС»	13
2.1. Структурный анализ электрических сетей	13
2.2. Линии электропередачи	16
2.3. Подстанции	17
2.4. Характеристика возможных источников питания	19
2.5. Характеристика потребителей района размещения «Майской ГРЭС»	19
3. Обоснование целесообразности строительства новой подстанции Майская взамен выведенной «Майской ГРЭС»	21
4. Расчёт электрических нагрузок	22
5. Разработка вариантов развития электрических сетей при вводе в эксплуатацию ПС Майская и выбор оптимального	32
5.1. Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее развитии	32
5.2. Прогнозирование электрических нагрузок	42
5.3. Компенсация реактивной мощности	44
5.4. Выбор сечений вновь вводимых линий электропередачи и проверка сечений существующих линий	46
5.5. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС Майская	48
6. Расчет и анализ режимов работы	51
7. Выбор оптимального варианта развития электрической сети	66
8. Расчет токов короткого замыкания	70
9. Проектирование ПС Майская	77

9.1. Разработка однолинейной схемы ПС Майская	77
9.2. Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС Майская и выбор оптимального	78
9.3. Выбор выключателей 35 кВ	79
9.4. Выбор и проверка выключателей 10 кВ	81
9.5. Выбор и проверка разъединителей	82
9.6. Выбор и проверка трансформаторов тока	83
9.7. Выбор и проверка трансформаторов напряжения	87
9.8. Выбор гибких шин	88
9.9. Выбор и проверка жестких шин	89
9.10. Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ	91
9.11. Выбор трансформатора собственных нужд	92
9.12. Выбор ОПН 35 кВ	93
9.13. Выбор ОПН 10 кВ	93
9.14. Оперативный ток	94
10. Защита силовых трансформаторов ПС Майская	95
10.1. Дифференциальная защита	95
10.2. Газовая защита	97
10.3. Защита от перегрузки	98
10.4. Максимальная токовая защита	99
11. Молниезащита ПС Майская	100
12. Заземление подстанции Майская	102
13. Автоматика применяемая на подстанции Майская	105
13.1. АВР	105
13.2. АЧР	107
14. Безопасность и экологичность	109
14.1. Безопасность	109
14.2. Экологичность	112
14.3. Чрезвычайные ситуации	119
Заключение	122

Библиографический список	123
Приложение А - Результаты расчета нагрузок	126
Приложение Б - Потери в трансформаторах и расчетная мощность нагрузки на стороне ВН ТП	127
Приложение В - Прогнозные значения нагрузок	128

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в Хабаровском крае в связи с выводом из энергосистемы Хабаровского края Майской ГРЭС, установленная мощность которой составляла — 30,2 МВт в связи со значительным износом основного и вспомогательного оборудования на сегодняшний день возникла проблема с подключением существующих нагрузок к другим источникам питания, в связи с этим выбранная тема является актуальной. В настоящее время в рассматриваемой части энергосистемы введена в эксплуатацию, Совгаваньская ТЭЦ которая покрывает дефицит электрической энергии хабаровского края. При этом остается не решенным вопрос об электроснабжении потребителей в районе размещения Майской ГРЭС. В данной работе и будет решаться вопрос об организации такого источника питания.

Целью данной работы - разработка варианта реконструкции электрических сетей напряжением 35 кВ Хабаровского края в связи с выводом из эксплуатации Майской ГРЭС и вводом ПС Майская

В ходе выполнения данной работы решено значительное количество как технических, так и экономических задач, в частности:

- Анализ состояния и определение основных характеристик электротехнического оборудования в рассматриваемом районе электрических сетей Хабаровского края.

- Определение путей организации дополнительного источника питания в районе размещения Майской ГРЭС

- Выполнение расчетов, связанных разработкой схемы подключения новой ПС Майская к системе внешнего электроснабжения

- Выбор и проверка основного электротехнического оборудования вновь вводимой ПС Майская

При выполнении работы проведено значительное количество расчетов включая определение расчетных нагрузок рассматриваемого района, определение рационального напряжения подключения ПС Майская, разработка



и сравнение различных вариантов подключения, расчет токов которого замыкания и последующий выбор основного и вспомогательного оборудования  
ПС Майская

Практическая значимость представленной работы – заключается в получении реальных данных о нагрузках в узлах сети так же токов короткого замыкания на рассматриваемом объекте, получении технических характеристик необходимого оборудования при реконструкции сети 35 кВ.

Используемое лицензионное программное обеспечение:

Microsoft: Word, Excel, Visio.

Matsoft: Mathcad.

Используемое свободно распространяемое программное обеспечение:

Microsoft: Edge

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ.

При выборе электротехнического оборудования, в частности, располагаемого в помещениях (выключатели, ограничители перенапряжения, измерительные трансформаторы тока и напряжения), следует особое внимание уделять климатической характеристике района расположения рассматриваемого объекта в частности Майской ГРЭС. Учитывая тот факт, что в данной работе будет производиться реконструкция электрической сети, следовательно, для правильного расчета и выбора как линейного, так и подстанционного оборудования понадобятся следующие данные:

- для выбора проводов линий электропередач необходимы данные о скоростном напоре ветра и толщине стенки гололеда.
- при выборе подстанционного оборудования необходимы данные и температуре в рассматриваемом районе как минимальной, так и наибольшей.
- правильный расчет заземляющего устройства так же включает в себя учет глубины промерзания грунта.
- правильный расчет грозоупорности как ВЛ, так и подстанционного оборудования должен учитывать число грозových часов в году.

В соответствии с [20] были определены необходимые для проектирования климатические условия характеристики, которых приведены в таблице 1.

На рисунке 1 представлена карта схема Хабаровского края с указанием места расположения Майской ГРЭС

Майская ГРЭС расположена в Советско-Гаванском муниципальном районе Хабаровского края, указана на рисунке 1.

Район расположен на побережье Татарского пролива Японского моря. Практически всё население района компактно проживает на берегу залива Советская Гавань в северо-восточной части района, в городской агломерации; остальная территория района не заселена.

Таблица 1 – Климатические условия

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	32
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	20
Вес снегового покрова, кгс/м <sup>2</sup>	50
Температура гололедообразования, °С	-10
Минимальная температура воздуха, °С	-54
Среднегодовая температура воздуха, °С	0
Максимальная температура воздуха, °С	+40
Число грозных часов в год	40-60
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3
Состав почвы	Буро-таёжные
Преобладающее направление ветров	Северо-восточное

Площадь района — 15,6 тыс. км<sup>2</sup>, что составляет 1,98 % территории Хабаровского края.

На севере Советско-Гаванский район граничит с Ванинским районом, на западе с Нанайским районом (межрайонная граница проложена по водоразделу рек восток-запад, то есть по высочайшим вершинам гор), на юге — с Тернейским районом Приморского края. На востоке граница района проходит по побережью Татарского пролива, который отделяет его от острова Сахалин.

Вся территория района - горная. Значительную часть территории района занимает восточный макросклон хребта Сихотэ-Алинь. На юго-запад от агломерации вдоль береговой черты простирается хребет Советский с отметками до 560 м (гора Советская).

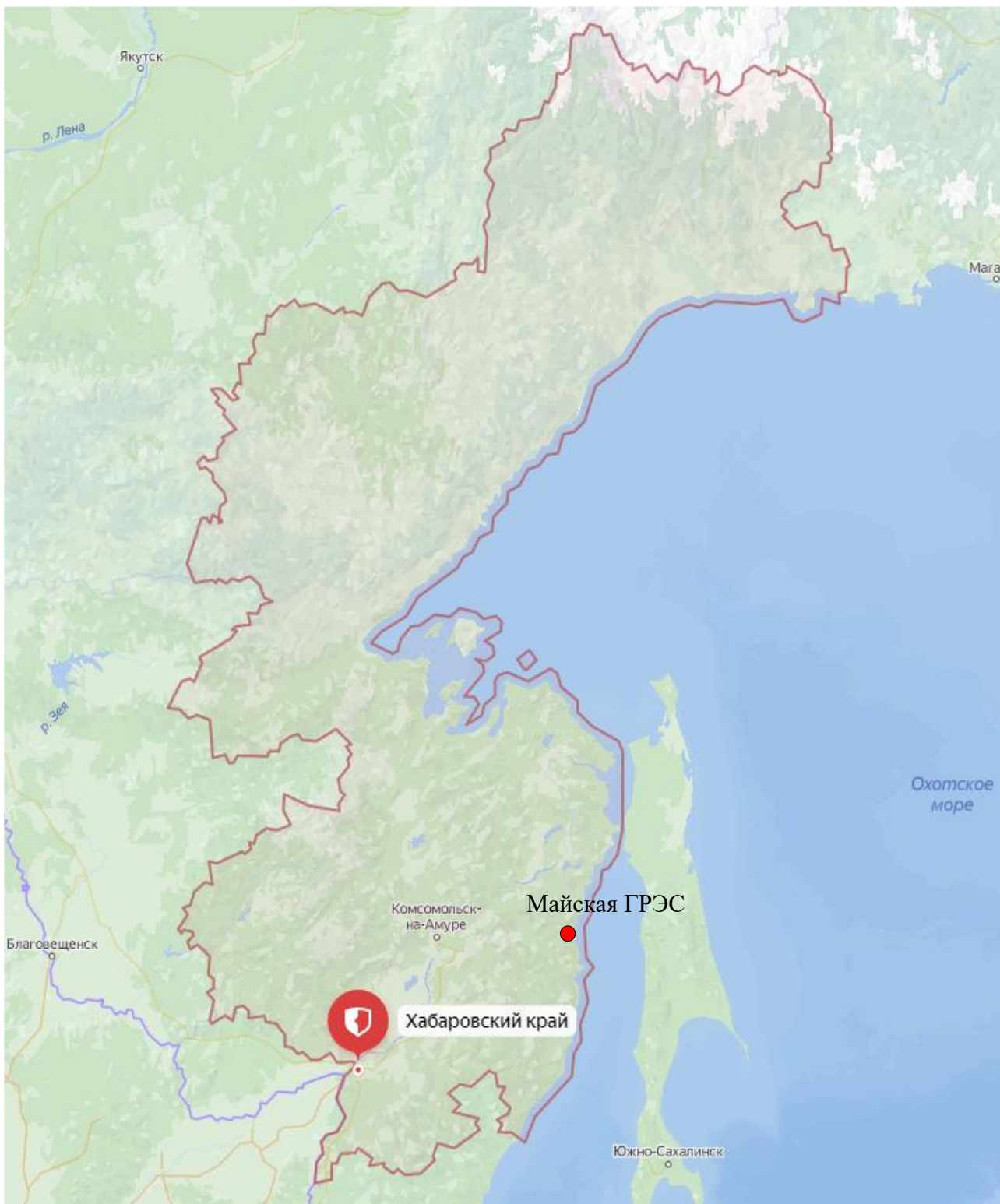


Рисунок 1 - Карта Хабаровского края

## 2. ОПИСАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ «МАЙСКОЙ ГРЭС»

### 2.1 Структурный анализ электрических сетей

В данном разделе будет проведен анализ электрических сетей, которые в настоящее время эксплуатируются в районе расположения «Майской ГРЭС», для этого на рисунке 3 представлена упрощенная однолинейная схема данной сети, рассмотрим ее подробно.

К «Майской ГРЭС» подключены электрические сети номинальным напряжением 35 кВ, эти электрические сети выполнены кольцевыми, от РУ 35 кВ отходят ВЛ в сторону следующих ПС: «Эгге», «Центральная», «Кислородная», «РП-1», «РП-4», «Тишкино». ПС: «Эгге», «Центральная» и «Кислородная» совместно с РУ 35 кВ Майской ГРЭС: образуют кольцо, при этом на РУ 35 кВ ПС «Эгге» имеется присоединение в сторону ПС «Эгге 110 кВ», на ВЛ 35 кВ ПС «Центральная» - ПС «Кислородная» имеется ответвление в сторону ПС «Городская».

Дополнительно в рассматриваемой схеме имеется еще одна кольцевая схема: РУ 35 кВ «Майской ГРЭС» - ПС «Южная» - ПС «Лесозаводская» - «РП-4», так же от РУ 35 кВ Майской ГРЭС подключена ВЛ в сторону ПС «Тишкино», которая в свою очередь имеет связь по ВЛ с ПС «Южная».

ПС «Тишкино» имеет связь со следующими ПС: «Монгохто», «Ванино».

Карта схема расположения ПС представлена на рисунке 2.

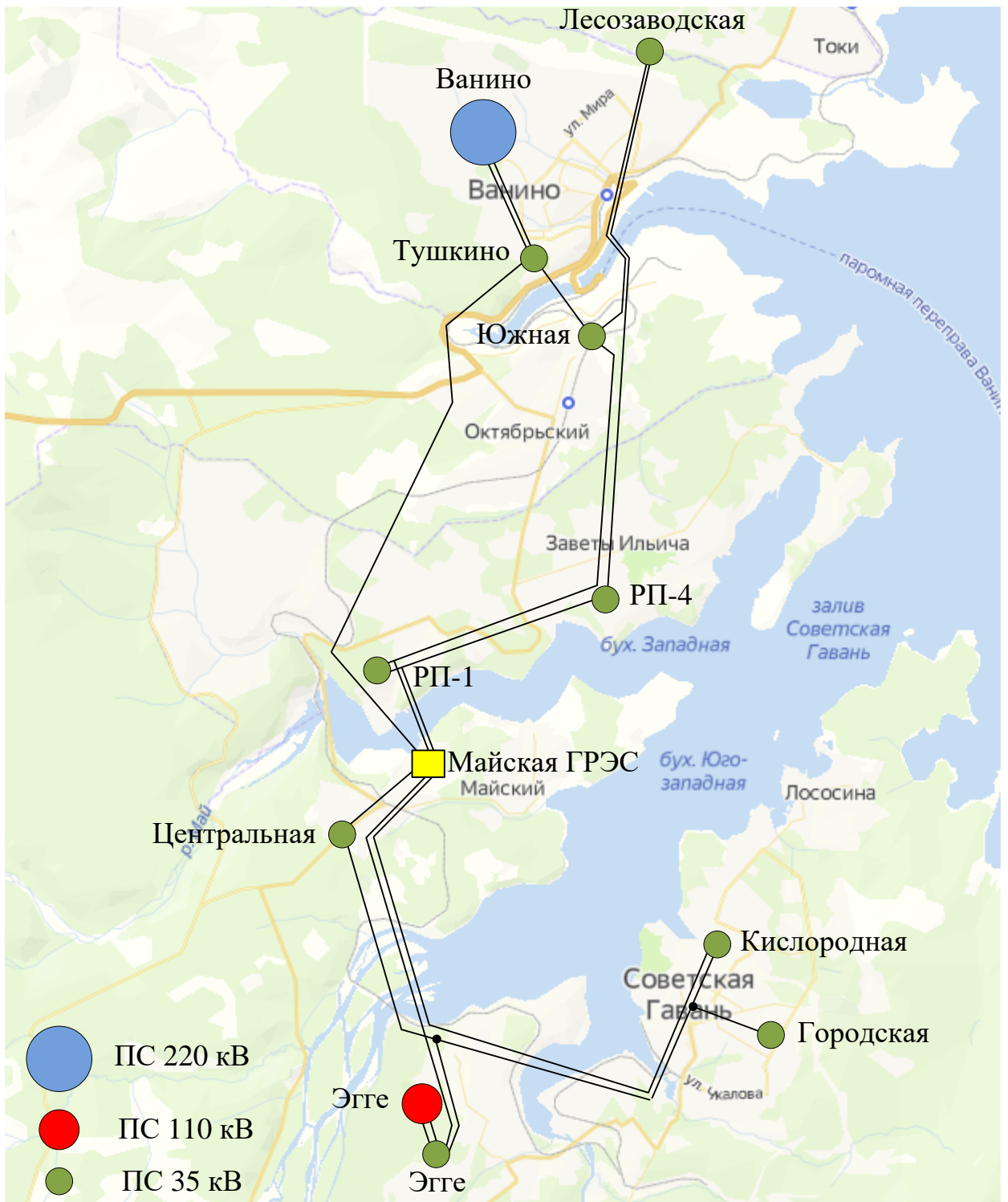


Рисунок 2 – Карта-схема

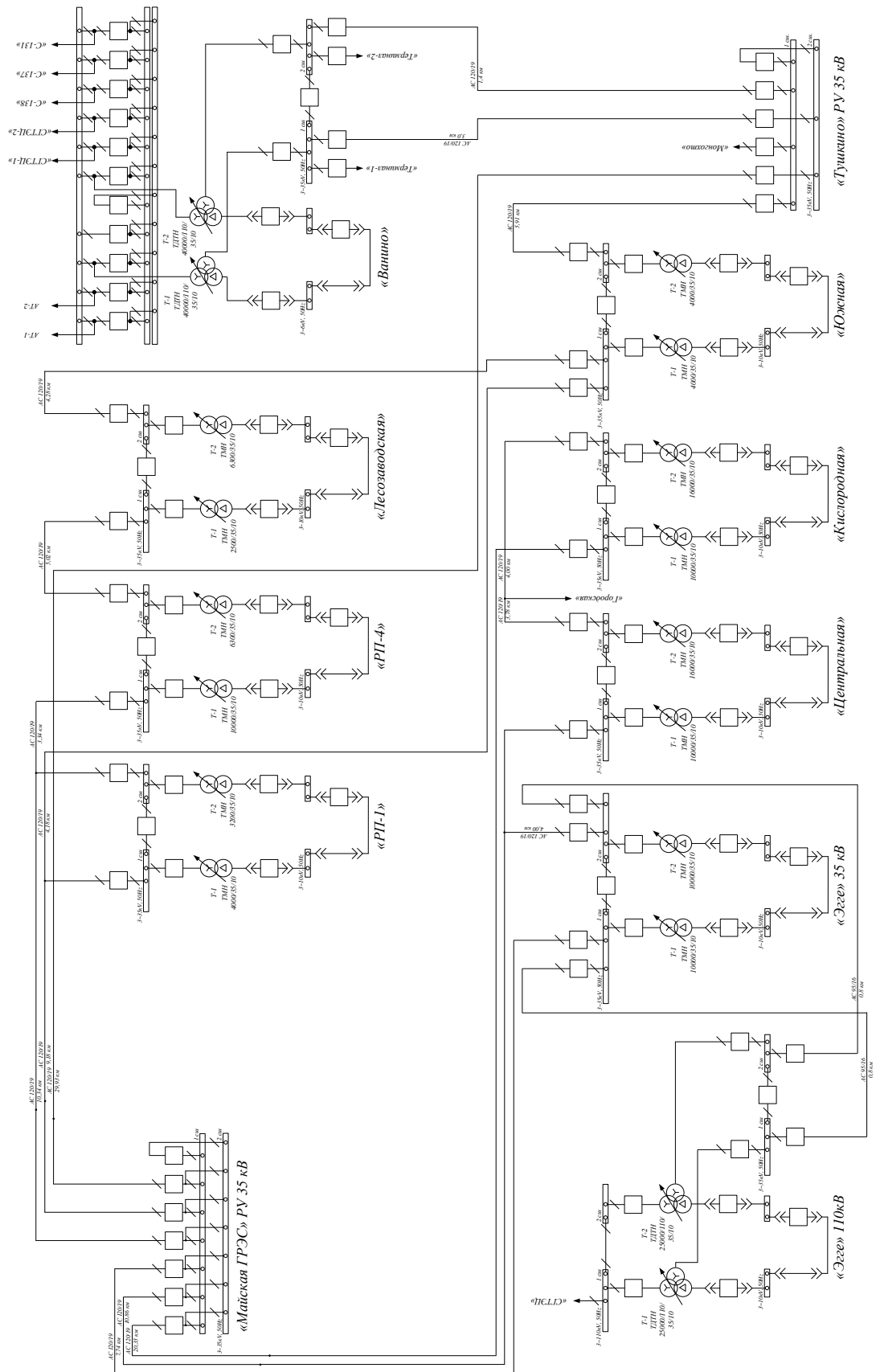


Рисунок 3 – Однолинейная схема электрической сети в районе расположения «Майской ГРЭС»

## 2.2 Линии электропередачи

Линии электропередач в рассматриваемой части электрической сети выполнены воздушными с использованием неизолированного сталеалюминиевого провода марки АС 120/19, протяженность участков варьируется от 3,34 до 20,33 км.

Характеристика ВЛ и их загрузка в максимальном режиме представлена в таблице 2

Таблица 2 – Характеристика ВЛ 35 кВ

Наименование ВЛ	Протяженность (км)	Материал опор	Кол-во цепей	Марка провода	Плотность тока (А/мм <sup>2</sup> )
Эгге 35 – Майская ГРЭС	7,74	Сталь	1	АС 120/19	0,49
Центральная – Майская ГРЭС	10,86	Сталь	1	АС 120/19	0,53
Кислородная – Майская ГРЭС	20,33	Сталь	1	АС 120/19	0,33
Кислородная – Городская	4,0	Сталь	1	АС 120/19	0,57
Центральная – Городская	3,78	Сталь	1	АС 120/19	0,78
РП-4 – Майская ГРЭС	13,68	Сталь	1	АС 120/19	0,27
Южная – Майская ГРЭС	13,36	Сталь	1	АС 120/19	0,35
Тишкино – Майская ГРЭС	29,93	Сталь	1	АС 120/19	0,85
Южная – Лесозаводская	4,28	Сталь	1	АС 120/19	0,09
РП-4 – Лесозаводская	5,02	Сталь	1	АС 120/19	0,17
Эгге 35 – Эгге 110	0,8	Сталь	2	АС 120/19	0,82

Проводим анализ режима работы ВЛ рассматриваемого района электрических сетей, согласно данным контрольного загрузка ВЛ относительно длительно допустимого тока в зависимости от используемого провода составляет от 2,82% (ВЛ Южная - Лесозаводская) до 26,15 (ВЛ – Тишкино Майская ГРЭС), таким образом можно сделать вывод о том, что проблема со значительной загрузкой ВЛ в рассматриваемой части энергосистемы не стоит.



### 2.3 Подстанции

Рассмотрим подробно характеристику каждой подстанции в рассматриваемом районе электрических сетей, основные данные по подстанциям представлены в таблице 3

Таблица 3 – Характеристика ПС 35 кВ

Наименование ПС	Схема РУ ВН	Схема РУ НН	Схема подключения	Количество и тип трансформаторов	Кз (%)
РП-1	две секции шин	две секции шин	отпаечная	ТМН 4000/35/10, ТМН 3200/35/10	0,08
РП-4	две секции шин	две секции шин	транзитная	ТМН 10000/35/10, ТМН 6000/35/10	0,42
Лесозаводская	две секции шин	две секции шин	транзитная	ТМН 2500/35/10, ТМН 6300/35/10	0,62
Эгге	две секции шин	две секции шин	транзитная	2×ТМН 10000/35/10	0,10
Центральная	две секции шин	две секции шин	транзитная	ТМН 10000/35/10, ТМН 16000/35/10	0,34
Кислородная	две секции шин	две секции шин	транзитная	ТМН 10000/35/10, ТМН 16000/35/10	0,22
Южная	две секции шин	две секции шин	транзитная	2×ТМН 4000/35/10	0,28

Проводим анализ режимов работы трансформаторов на ПС рассматриваемого района электрических сетей и делаем вывод о крайне низком значении коэффициентов загрузки, самое низкое значение коэффициентов имеется на ПС РП-1 – 7,8% при это на ПС возможно отключение одного трансформатора даже при максимальных нагрузках, наибольшее значение коэффициентов загрузки имеется на ПС Лесозаводская – 62,3 %.

### 2.4 Характеристика возможных источников питания

Возможными источниками питания по территориальной близости являются: ПС 220 кВ «Ванино» (связана с распределительным устройством

Тишкино по средству двух цепной ВЛ 35 кВ), ПС Эгге 110 кВ, рассмотрим подробно данные объекты.

ПС «Ванино»: расположена к северу от Майской ГРЭС, имеет свободную располагаемую мощность 19,3 МВА, здесь имеется четыре уровня номинальных напряжений, распределительное устройство 220 кВ выполненное по схеме «две секции шин» и две отходящие линии, распределительное устройство 110 кВ выполненное по схеме «одна рабочая секционированная и обходная система шин» и шесть отходящих линий, распределительное устройство 35 кВ выполненное по схеме «две секции шин» и пять отходящих линий. Так же на указанном источнике питания имеется два распределительных устройства напряжением 10 кВ выполненных по схеме «две секции шин». На ПС «Ванино» установлены два автотрансформатора типа АДЦТН 125000/220/110/10, и два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН 400000/110/35/10.

ПС «Эгге 110 кВ»: расположена к югу от Майской ГРЭС, имеет свободную располагаемую мощность 22,4 МВА, здесь имеет три уровня номинальных напряжений, распределительное устройство 110 кВ выполненное по схеме «два блока с выключателями и ремонтной перемычкой со стороны линий» и одну отходящую линию, распределительное устройство 35 кВ выполненное по схеме «одна секционированная система шин» и две отходящие линии в сторону ПС «Эгге». Так же на указанном источнике питания имеется распределительное устройство напряжением 10 кВ выполненное по схеме «две секции шин». На ПС «Эгге 110 кВ» установлены два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН 25000/110/35/10.

## **2.5 Характеристика потребителей района размещения Майской ГРЭС**

От «Майской ГРЭС» в настоящее время получает питание распределительная сеть напряжением 10 кВ рабочего поселка «Майский», рассмотрим подробно потребителей электрической энергии данного района электрической сети. Основную часть потребителей данного поселка составляют объекты жилищного назначения — это частные дома одноэтажные, коттеджи, многоквартирные многоэтажные дома, гаражи, две общеобразовательные школы

№14, 15, детский сад №5, административные здания, складские помещения, парикмахерские, магазины и другие объекты мелкого предпринимательства.

Рассмотрим подробно характеристики электроприемников: по роду тока они относятся к потребителю переменного тока промышленной частоты 50 Гц и подключаются на напряжении 0,4 кВ. Мощность нагрузки средняя или малая. Коэффициент мощности  $\text{tg}\varphi$  варьируется от 0,2 до 0,5, по режиму работы электроприемники относятся к постоянной или мало меняющейся нагрузке.

По категории надежности электроснабжения все потребители делятся на три категории, в зависимости от степени тяжести ущерба наносимого при отключении питания. Наиболее требовательными к электроснабжению являются потребители первой категории, для которых необходимо наличие двух независимых источников питания (для особой группы первой категории необходимо наличие трех независимых источников питания), так же перерыв в питании данной категории не должен превышать времени работы автоматики. Для потребители второй категории так же необходимо иметь два независимых источника питания, однако степень тяжести ущерба здесь меньше и перевод питания может занимать время оперативных переключений обслуживающим персоналом. Третья категория включает всех остальных потребителей, питание в данном случае может быть организовано от одного источника, перерыв в электроснабжении может занимать время необходимое для выполнения ремонтно-восстановительных работ.

В рассматриваемом поселке «Майский» основную массу потребителей занимает третья категория — это жилой частный сектор так и второй категории — это многоэтажные жилые дома с приготовлением пищи на электрических плитах, первая категория в нагрузке не представлена

### 3 ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ МАЙСКАЯ ВЗАМЕН ВЫВЕДЕННОЙ МАЙСКОЙ ГРЭС

В настоящее время в рассматриваемом регионе введен в эксплуатацию новый источник тепловой и электрической энергии Совгаваньская ТЭЦ которая обеспечивает энергией практически всех потребителей рассматриваемого района, а также будет снабжать ею новый морской порт. Исходя из вышесказанного необходимость в работе Майской ГРЭС отпадает полностью, по условиям того что все основное и вспомогательное оборудование уже практически полностью исчерпало свой ресурс, и его дальнейшая эксплуатация может представлять потенциальную угрозу для обслуживающего персонала.

Тем не менее при демонтаже Майской ГРЭС в районе ее расположение, в частности, в поселке Майский образуется дефицит электрической энергии, поэтому для его покрытия и возникает острая необходимость в сооружении дополнительного источника электроэнергии в частности понижающей подстанции Майская

Ввод данного объекта позволит подключить существующих потребителей и обеспечить им высокий уровень надежности и качества электроснабжения, позволит так же в перспективе подключать дополнительных потребителей при необходимости.

#### 4 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данном разделе проводим расчет электрических нагрузок для значительного количества ТП 10/0,4 кВ которые в настоящее время получают питание от «Майской ГРЭС», используем метод удельных электрических нагрузок.

Целесообразно по существующим потребителям, подключенным к данным ТП рассчитать электрическую нагрузку, проверить силовые трансформаторы по коэффициенту загрузки и сделать вывод о необходимости их замены

Данный расчет является основой для определения таких важных данных как расчетная активная и реактивная мощность нагрузки потребителей, расчет проводится на основании справочных данных о единичной мощности нагрузки, которая потом умножается на соответствующее количество потребителей, при этом потребители могут иметь разные характеристики поэтому применяется коэффициент совмещения максимумов нагрузки, который предусматривает долю участия каждого потребителя в этом максимуме.

Проводим расчет на примере ТП №36/2, экспликация зданий, подключенных к ТП представлена на рисунке 4, подробная информация о потребителях данной ТП представлена в таблице 4:

Таблица 4 – Данные о потребителях

№ на плане	Потребитель	Количество (шт.)	Площадь (м <sup>2</sup> )	$P_{yo}$ (кВт)	tgφ
1	Кафе	1	20 мест	1,04	0.2
2	Коттедж	6	-	8,6	0,2
3	Магазин	2	30	0,25	0,75
4	Административное здание	2	150	0,054	0,57
5	Складское помещение	1	500	0,017	0,43

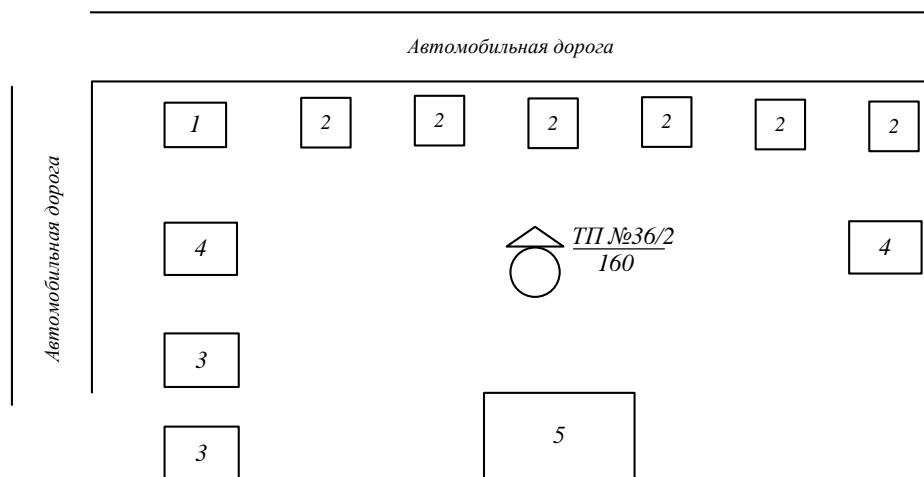


Рисунок 4 – Расположение потребителей

При подсчете нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции воспользуемся ориентировочной формулой, которая имеет следующий вид [8]:

$$P_{P0,4} = P_{max} + \sum P_{зdi} \cdot k_{yi} \quad (1)$$

где  $P_{max}$  – наибольшая нагрузка потребителя;

$P_{зdi}$  – расчетная нагрузка потребителя;

$k_y$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок.

Расчетная активная мощность коттеджей:

$$P_{кот} = P_{кот.уд} \cdot n_{кот} \quad (2)$$

где  $P_{кот.уд}$  – удельная расчетная активная мощность (кВт/коттедж);

$n_{кот}$  – количество коттеджей.

Расчетная реактивная мощность коттеджей:

$$Q_{кот} = P_{кот} \cdot tg\phi \quad (3)$$

Расчетная активная мощность торговых помещений:

$$P_{торг} = P_{торг.уд} \cdot M \quad (4)$$

где  $P_{торг.уд}$  – удельная расчетная активная мощность (кВт/м<sup>2</sup>);

$M$  – суммарная площадь помещения (м<sup>2</sup>).

Расчетная реактивная мощность торговых помещений:

$$Q_{торг} = P_{торг} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (5)$$

Расчетная активная мощность кафе:

$$P_{кафе} = P_{кафе.уд} \cdot M \quad (6)$$

где  $P_{кафе.уд}$  – удельная расчетная активная мощность (кВт/м<sup>2</sup>);

$M$  – суммарная площадь помещения (м<sup>2</sup>).

Расчетная реактивная мощность кафе:

$$Q_{кафе} = P_{кафе} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (7)$$

Расчетная активная мощность административных зданий:

$$P_{админ} = P_{админ.уд} \cdot M \quad (8)$$

где  $P_{админ.уд}$  – удельная расчетная активная мощность (кВт/м<sup>2</sup>);

$M$  – суммарная площадь помещения (м<sup>2</sup>).

Расчетная реактивная мощность административных зданий:

$$Q_{админ} = P_{админ} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (9)$$

Расчетная активная мощность склада:

$$P_{скл} = P_{скл.уд} \cdot M \quad (10)$$

где  $P_{скл.уд}$  – удельная расчетная активная мощность (кВт/м<sup>2</sup>);

$M$  – площадь помещения (м<sup>2</sup>).

Расчетная реактивная мощность склада:

$$Q_{скл} = P_{скл} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (11)$$

Проводим расчет:

$$P_{кот} = 8,6 \cdot 6 = 51,6 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{кот} = 51,6 \cdot 0,2 = 10,32 \text{ (квар)}$$

$$P_{торг} = 0,25 \cdot 2 \cdot 30 = 15,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{торг} = 15,0 \cdot 0,75 = 11,25 \text{ (квар)}$$

$$P_{кафе} = 1,04 \cdot 20 = 20,8 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{кафе} = 20,8 \cdot 0,2 = 4,16 \text{ (квар)}$$

$$P_{админ} = 0,054 \cdot 2 \cdot 150 = 16,2 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{админ} = 16,2 \cdot 0,57 = 9,23 \text{ (квар)}$$

$$P_{скл} = 0,017 \cdot 500 = 8,5 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{скл} = 8,5 \cdot 0,43 = 3,65 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах ТП при смешанном питании через коэффициент совмещения максимумов нагрузки (потребитель с наибольшей мощностью нагрузки в таком случае это коттеджи) по следующей формуле:

$$P_{P0,4} = P_{кот} + P_{кафе} \cdot k_{y1} + P_{торг} \cdot k_{y2} + P_{админ} \cdot k_{y3} + P_{скл} \cdot k_{y4} \quad (12)$$

$$Q_{P0,4} = Q_{кот} + Q_{кафе} \cdot k_{y1} + Q_{торг} \cdot k_{y2} + Q_{админ} \cdot k_{y3} + Q_{скл} \cdot k_{y4} \quad (13)$$

$$P_{P0,4} = 51,6 + 20,8 \cdot 0,6 + 15,0 \cdot 0,6 + 16,2 \cdot 0,6 + 8,5 \cdot 0,9 = 90,45 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P0,4} = 10,32 + 4,16 \cdot 0,6 + 11,25 \cdot 0,6 + 9,23 \cdot 0,6 + 3,65 \cdot 0,9 = 28,39 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки 0,4 кВ:

$$S_{P0,4} = \sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2} \quad (14)$$

$$S_{P0,4} = \sqrt{90,45^2 + 28,39^2} = 94,81 \text{ (кВА)}$$



Таким же образом проводится расчет мощности нагрузки для остальных ТП, результаты заносим в таблицу 5:

Таблица 5 – Результаты расчета нагрузок

Номер ТП	Кол-во тр-ров (шт.)	Номинальная мощность (кВА)	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (кВА)	$S_{P0,4}$ (кВА)
11	1	400	325,86	102,46	341,59
12	1	250	140,49	44,16	147,27
13	1	250	168,59	53,00	176,73
14	2	160	147,14	46,25	154,23
15	1	400	304,84	95,85	319,55
16	1	250	209,45	65,86	219,57
17	2	400	418,91	131,71	439,13
17/1	1	250	161,78	50,86	169,58
19	1	250	137,94	43,37	144,60
20	1	400	228,87	71,96	239,91
21	1	250	222,23	69,87	232,95
22	1	250	148,16	46,58	155,31
23	1	630	302,54	95,12	317,13
30	1	250	125,17	39,34	131,20
31	2	400	454,67	142,95	476,62
32	1	100	69,48	21,85	72,83
33	1	250	148,16	46,58	155,31
34	1	400	192,09	60,40	201,36
35	1	250	137,94	43,37	144,60
36	1	250	143,04	44,97	149,95
36/1	2	630	686,61	215,87	719,74
36/2	1	160	90,45	28,39	94,81
41	1	250	148,16	46,58	155,31
44	1	400	188,00	59,10	197,07
51	1	250	227,35	71,47	238,31
52	2	400	470,00	147,77	492,68
53	2	400	220,69	69,39	231,35
56	1	400	352,80	110,92	369,83
80	1	250	235,49	74,03	246,85
83	1	400	363,73	114,37	381,29
84	1	630	360,47	113,34	377,86
84/1	1	400	192,09	60,40	201,36
90	1	250	102,18	32,12	107,10
95	1	250	228,80	71,93	239,84
Сумма			8388,17	2637,22	8792,98

Расчет так же приведен в приложении А

Далее проводим расчет мощности, приведенной к стороне ВН всех ТП рассматриваемого района.

Расчетная мощность нагрузки ТП на стороне ВН определяется суммированием мощности нагрузки на стороне НН и потерь мощности в трансформаторах, следовательно, в данном разделе проводим расчет потерь в трансформаторах и суммируем их с нагрузками 0,4 кВ соответствующих ТП

Потери активной мощности в трансформаторе [8]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (15)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{p0,4}^2}{100 \cdot S_{ном.тр}} + \frac{I_x \cdot S_{ном.тр}}{100} \quad (16)$$

где  $S_{p0,4}$  - расчетная полная мощность нагрузки на стороне НН ТП;

$\Delta P_x$  - потери активной мощности трансформатора;

$\Delta Q_x$  - потери реактивной мощности трансформатора.

$u_k$  - напряжение короткого замыкания трансформатора (%);

$I_x$  - ток холостого хода трансформатора (%).

$K_{зф}$  - фактический коэффициент загрузки силового трансформатора ТП.

Определяем коэффициент загрузки трансформатора ТП в нормальном режиме по следующей формуле:

$$K_{зф} = \frac{S_{p0,4}}{N \cdot S_{ном.тр}}$$

где  $N$  - количество трансформаторов ТП;

Определяем коэффициент загрузки трансформатора ТП для послеаварийного режима по следующей формуле:

$$K_{na} = \frac{S_{p0,4}}{(N-1) \cdot S_{ном.тр}} \quad (17)$$

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в трансформаторе ТП 36/2 (учитывая паспортные данные трансформатора):

$$K_{эф} = \frac{94,81}{1 \cdot 160} = 0,59 \quad (\text{кВт})$$

$$\Delta P_m = 0,7 \cdot 0,59^2 + 0,7 = 0,94$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,5 \cdot 94,81^2}{100 \cdot 160} + \frac{4,0 \cdot 160}{100} = 9,49 \quad (\text{квар})$$

Определяем полную мощность потерь:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (18)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{0,94^2 + 9,49^2} = 9,54 \quad (\text{кВА})$$

Определяем мощность на стороне ВН каждой ТП по следующим формулам:

$$S_{расчВН} = \Delta S_m + S_{p0,4} \quad (19)$$

$$P_{расчВН} = \Delta P_m + P_{p0,4} \quad (20)$$

$$Q_{расчВН} = \Delta Q_m + Q_{p0,4} \quad (21)$$

На примере ТП 36/2:

$$S_{расчВН} = 9,54 + 94,81 = 104,35 \quad (\text{кВА})$$

$$P_{расчВН} = 0,94 + 90,45 = 91,39 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{расчВН} = 9,49 + 28,39 = 37,88 \text{ (квар)}$$

Аналогично проводим расчеты для остальных ТП результаты расчетов сводим в таблицу 6.

Таблица 6 – Потери в трансформаторах и расчетная мощность нагрузки на стороне ВН ТП

Наим. ТП	$K_{зф}$	$K_{на}$	Потери в трансформаторах			Расчетная нагрузка узла		
			$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (квар)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{расчВН}$ (кВт)	$Q_{расчВН}$ (квар)	$S_{расчВН}$ (кВА)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	0,85		3,38	35,87	36,03	329,24	138,32	377,61
12	0,59		1,46	15,46	15,53	141,95	59,63	162,81
13	0,71		1,75	18,56	18,64	170,34	71,56	195,36
14	0,48	0,96	1,53	16,19	16,27	148,66	62,45	170,50
15	0,80		3,16	33,55	33,70	308,00	129,40	353,26
16	0,88		2,17	23,05	23,16	211,63	88,91	242,72
17	0,55	1,1	4,35	46,11	46,31	423,26	177,82	485,44
17/1	0,68		1,68	17,81	17,89	163,46	68,67	187,47
19	0,58		1,43	15,18	15,25	139,37	58,55	159,85
20	0,60		2,38	25,19	25,30	231,24	97,15	265,22
21	0,93		2,31	24,46	24,57	224,54	94,33	257,52
22	0,62		1,54	16,31	16,38	149,69	62,89	171,68
23	0,50		3,14	33,30	33,45	305,68	128,42	350,58
30	0,52		1,30	13,78	13,84	126,47	53,12	145,03
31	0,60	1,19	4,72	50,04	50,27	459,39	192,99	526,88
32	0,73		0,72	7,65	7,68	70,20	29,50	80,51
33	0,62		1,54	16,31	16,38	149,69	62,89	171,68
34	0,50		1,99	21,14	21,24	194,08	81,54	222,59
35	0,58		1,43	15,18	15,25	139,37	58,55	159,85
36	0,60		1,48	15,74	15,81	144,53	60,72	165,77
36/1	0,57	1,14	7,13	75,57	75,91	693,73	291,44	795,65
36/2	0,59		0,94	9,49	9,54	91,39	37,88	104,35
41	0,62		1,54	16,31	16,38	149,69	62,89	171,68
44	0,49		1,95	20,69	20,78	189,95	79,80	217,86
51	0,95		2,36	25,02	25,13	229,71	96,50	263,44
52	0,62	1,23	4,88	51,73	51,96	474,88	199,50	544,64
53	0,29	0,58	2,29	24,29	24,40	222,98	93,69	255,75
56	0,92		3,66	38,83	39,00	356,46	149,76	408,83

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
80	0,99		2,44	25,92	26,03	237,93	99,95	272,88
83	0,95		3,77	40,04	40,21	367,51	154,40	421,50
84	0,60		3,74	39,68	39,85	364,21	153,01	417,72
84/1	0,50		1,99	21,14	21,24	194,08	81,54	222,59
90	0,43		1,06	11,25	11,30	103,24	43,37	118,40
95	0,96		2,37	25,18	25,29	231,17	97,12	265,13
Сумма						8142,28	3420,70	9338,46

Расчет так же приведен в приложении Б

В ходе расчета определено, что в настоящее время коэффициенты загрузки существующих ТП имеют значения не превышающие нормативных: для одно трансформаторных ТП 0,9 для двух трансформаторных в нормальном режиме работы 0,7 в послеаварийном 1,4, следовательно, реконструкция и замена трансформаторов не требуется.

Для определения расчетной мощности на шинах 10 кВ ПС Майская необходимо учитывать коэффициент совмещения максимумов, который зависит от суммарного количества трансформаторов подключаемых ТП, формула для определения расчетной нагрузки выглядит следующим образом [2]:

$$S_{расч\Sigma} = k_o \cdot \sum S_{расчВНi} \quad (22)$$

$$P_{расч\Sigma} = k_o \cdot \sum P_{расчВНi} \quad (23)$$

$$Q_{расч\Sigma} = k_o \cdot \sum Q_{расчВНi} \quad (24)$$

где  $S_{расчВНi}$ ,  $P_{расчВНi}$ ,  $Q_{расчВНi}$  - расчетная полная, активная и реактивная мощность нагрузки  $i$ -й ТП на стороне ВН.

$k_o$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП, принимается равным 0,7 (при количестве трансформаторов на ТП более 20):

$$S_{расч\Sigma} = 0,7 \cdot 9338,46 = 6536,92 \text{ (кВА)}$$

Активная мощность нагрузки:

$$P_{расч\Sigma} = 0,7 \cdot 8142,28 = 5699,59 \text{ (кВт)}$$

Реактивная мощность нагрузки:

$$Q_{расч\Sigma} = 0,7 \cdot 3420,7 = 2394,49 \text{ (квар)}$$

Полученные расчетные данные будут использованы в дальнейших расчётах.

## 5 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПС МАЙСКАЯ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО

### 5.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее развитии

В данном разделе проводим анализ существующей схемы электрической сети и разработку варианта реконструкции с учетом требований по надежности электроснабжения потребителей.

От «Майской ГРЭС» в настоящее время отходят 6 воздушных линий электропередачи на ПС «Эгге», «Центральная», «Кислородная», «РП-4», «Лесозаводская», «Тишкино», после реконструкции электрической сети и демонтажа «Майской ГРЭС» предусматривается соединить следующие ВЛ по условию расположения трасс между собой:

- «Майская ГРЭС» – ПС «РП-4» - «Майская ГРЭС» – ПС «Кислородная» преобразуется в ВЛ ПС «РП-4»– ПС «Кислородная»

- «Майская ГРЭС» – ПС «Южная» - «Майская ГРЭС» – ПС «Эгге» преобразуется в ВЛ ПС «Южная» – ПС «Эгге»

- «Майская ГРЭС» – ПС «Тишкино» - «Майская ГРЭС» – ПС «Центральная» преобразуется в ВЛ ПС «Тишкино» – ПС «Центральная»

Таким образом после демонтажа «Майской ГРЭС» остаются 3 ВЛ 35 кВ, при этом возле расположения ПС Майская проходят ВЛ ПС «Тишкино» – ПС «Центральная» и ПС «Южная» – ПС «Эгге»,

*Первый вариант:* подключение вновь вводимой ПС Майская к ВЛ «Кислородная» – «РП-4» и ВЛ «Южная» – «Эгге» в виде отпаяк, при этом распределительное устройство высокого напряжения ПС Майская принимается как 4Н – «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», общее количество выключателей 35 кВ для данной схемы составляет 2 ед.

Суммарная протяженность ВЛ 35 кВ для подключения ПС Майская в первом варианте составляет 0,4 км. Схема представлена на рисунке 5, 6

*Второй вариант:* подключение вновь вводимой ПС Майская к ВЛ «Кислородная» – «РП-4» в расщелку по транзитной схеме, при этом распределительное устройство высокого напряжения ПС Майская принимается как 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов, общее количество выключателей 35 кВ для данной схемы составляет 3 ед.

Суммарная протяженность ВЛ 35 кВ для подключения ПС Майская во втором варианте составляет так же 0,3 км. Схема представлена на рисунке 7, 8

*Третий вариант:* подключение вновь вводимой ПС Майская к ВЛ «Эгге» – «Южная» в расщелку по транзитной схеме, при этом распределительное устройство высокого напряжения ПС Майская принимается как 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов, общее количество выключателей 35 кВ для данной схемы составляет 3 ед.

Суммарная протяженность ВЛ 35 кВ для подключения ПС Майская в третьем варианте составляет так же 0,5 км. Схема представлена на рисунке 9, 10

*Четвёртый вариант:* подключение вновь вводимой ПС Майская к ВЛ «Кислородная» – «РП-4» и ВЛ «Тишкино» – «Центральная» в виде отпаяк, при этом распределительное устройство высокого напряжения ПС Майская принимается как 4Н – «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», общее количество выключателей 35 кВ для данной схемы составляет 2 ед.

Суммарная протяженность ВЛ 35 кВ для подключения ПС Майская в четвертом варианте составляет 0,7 км. Схема представлена на рисунке 11, 12



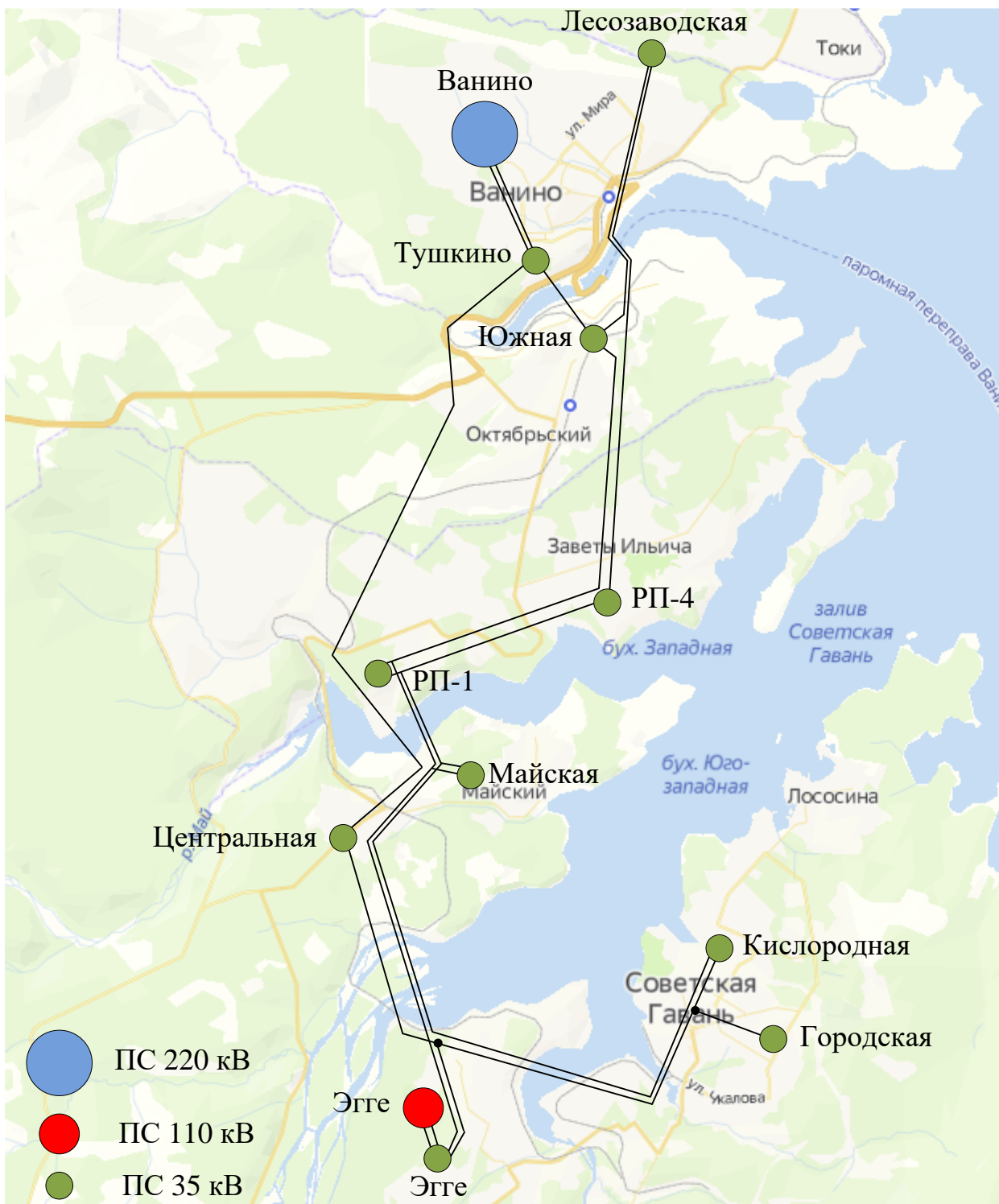


Рисунок 5 – Схема варианта №1 реконструкции

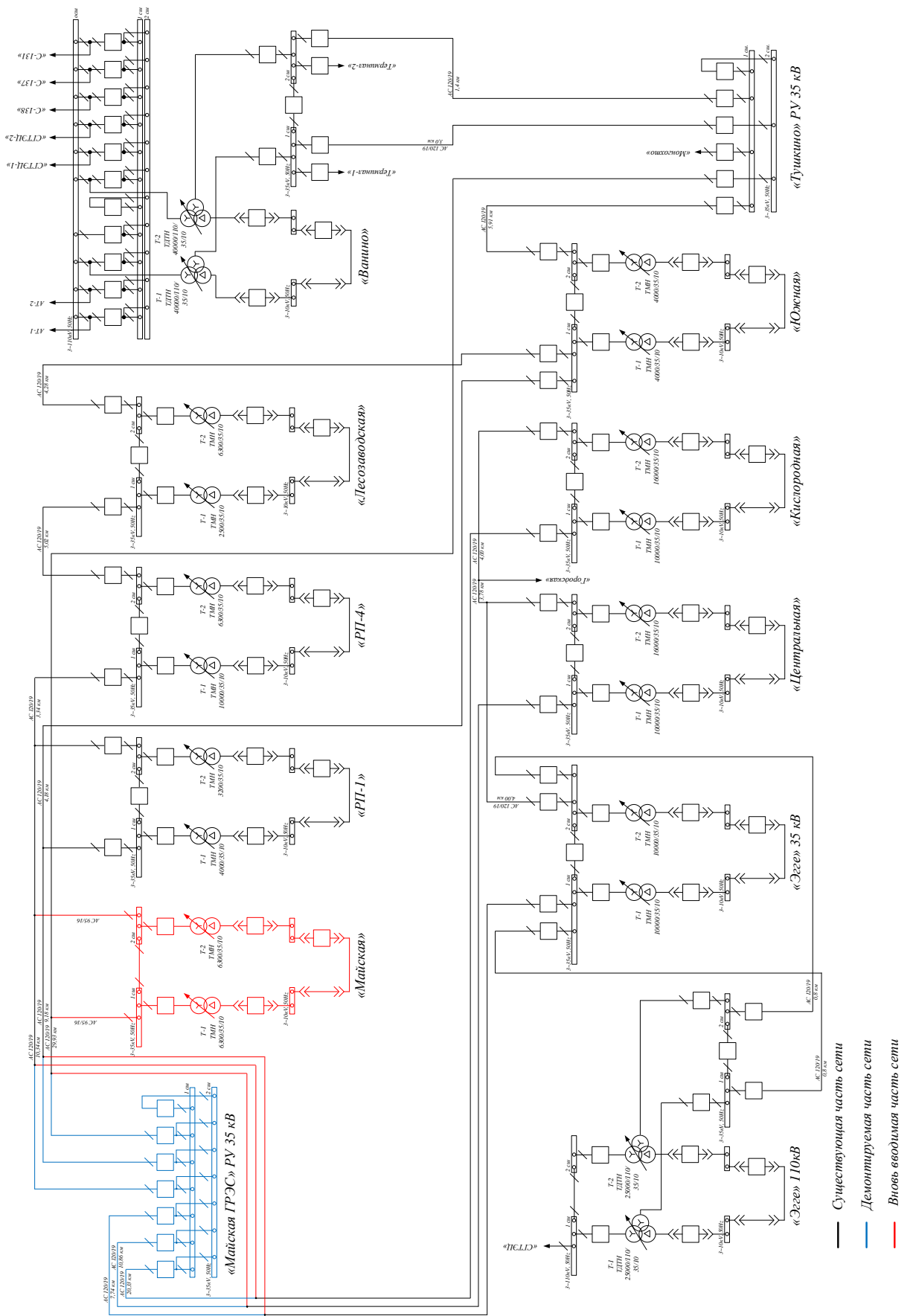


Рисунок 6 – Однолинейная схема варианта №1 реконструкции

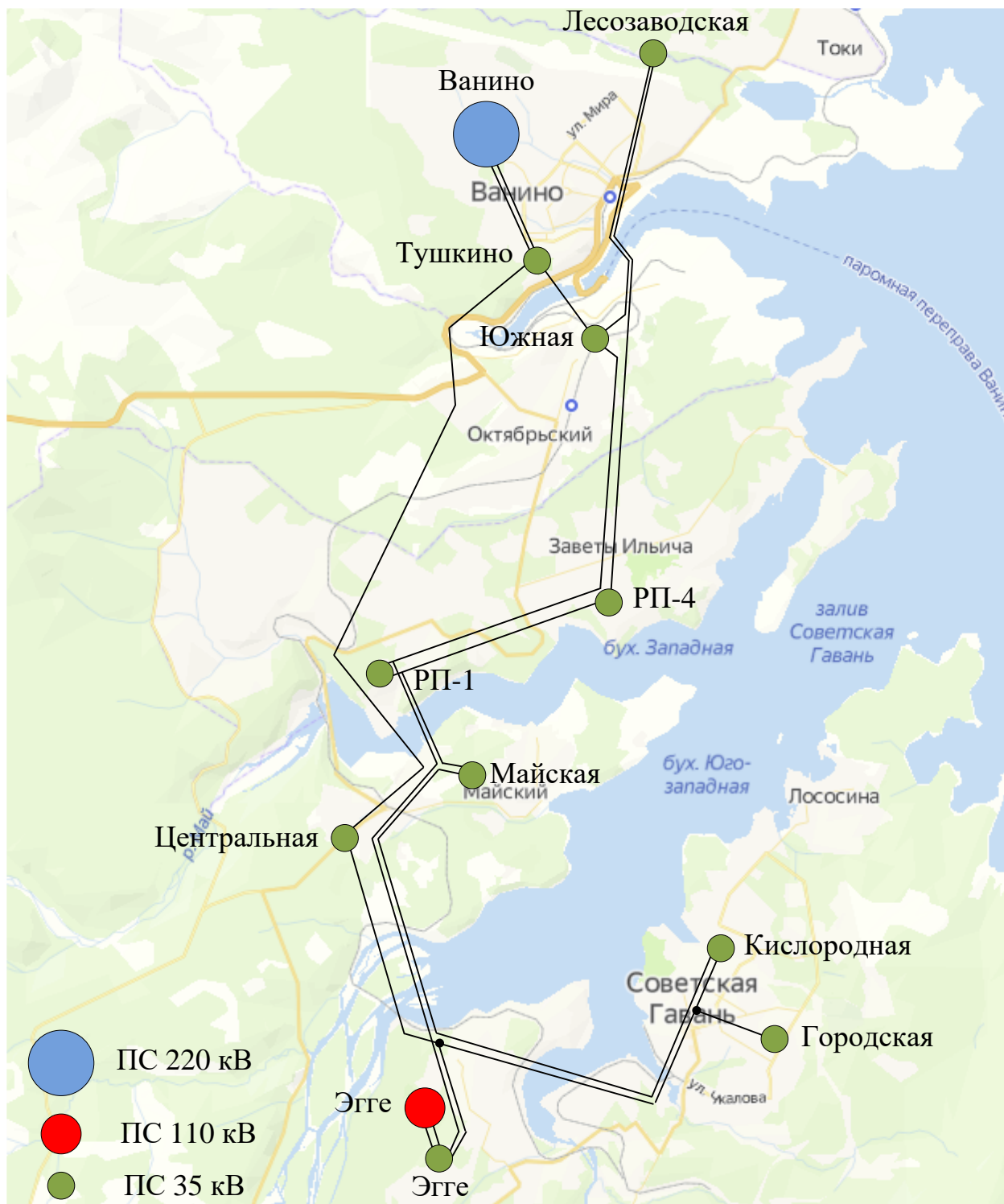


Рисунок 7 – Схема варианта №2 реконструкции

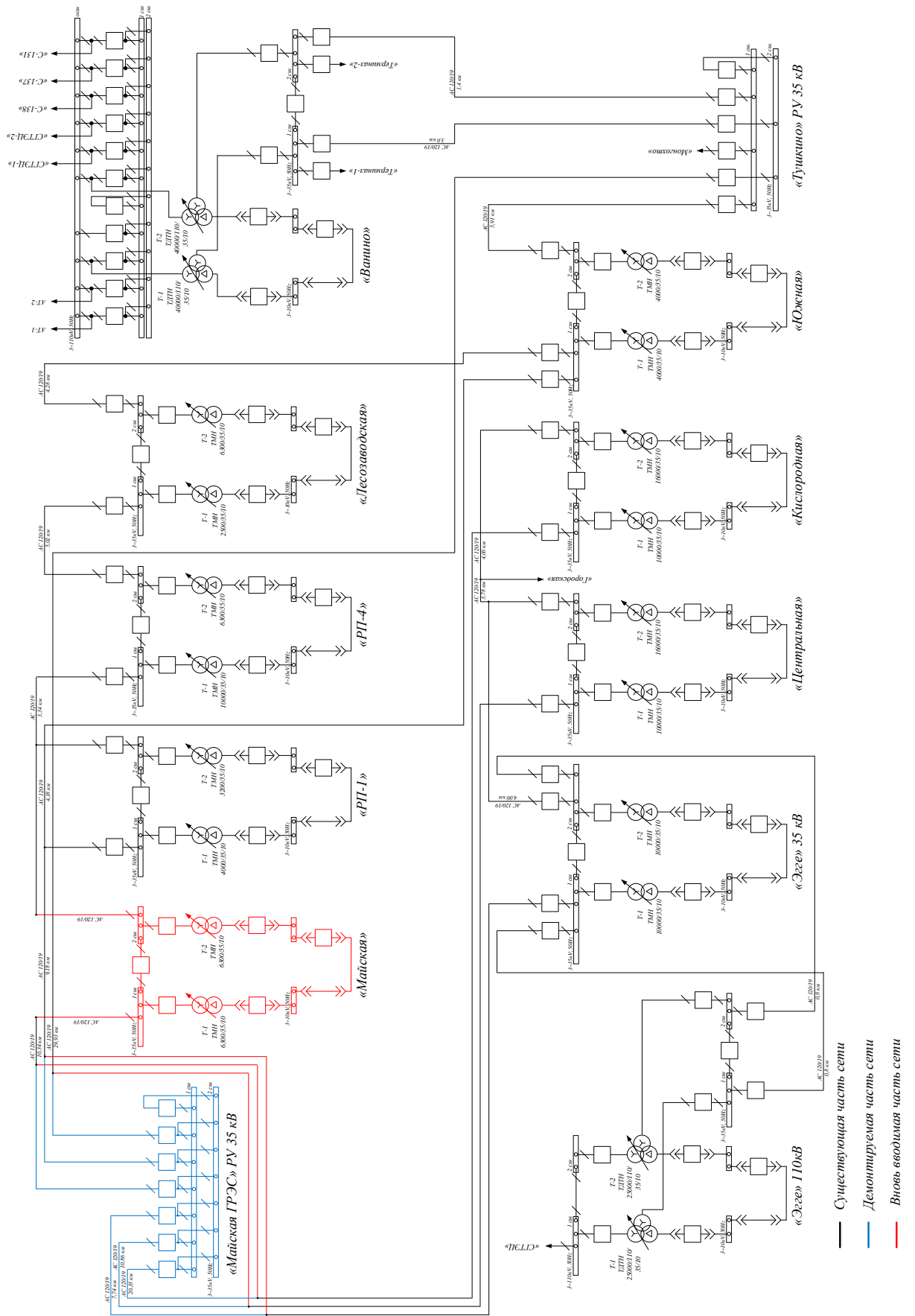


Рисунок 8 – Однолинейная схема варианта №2 реконструкции

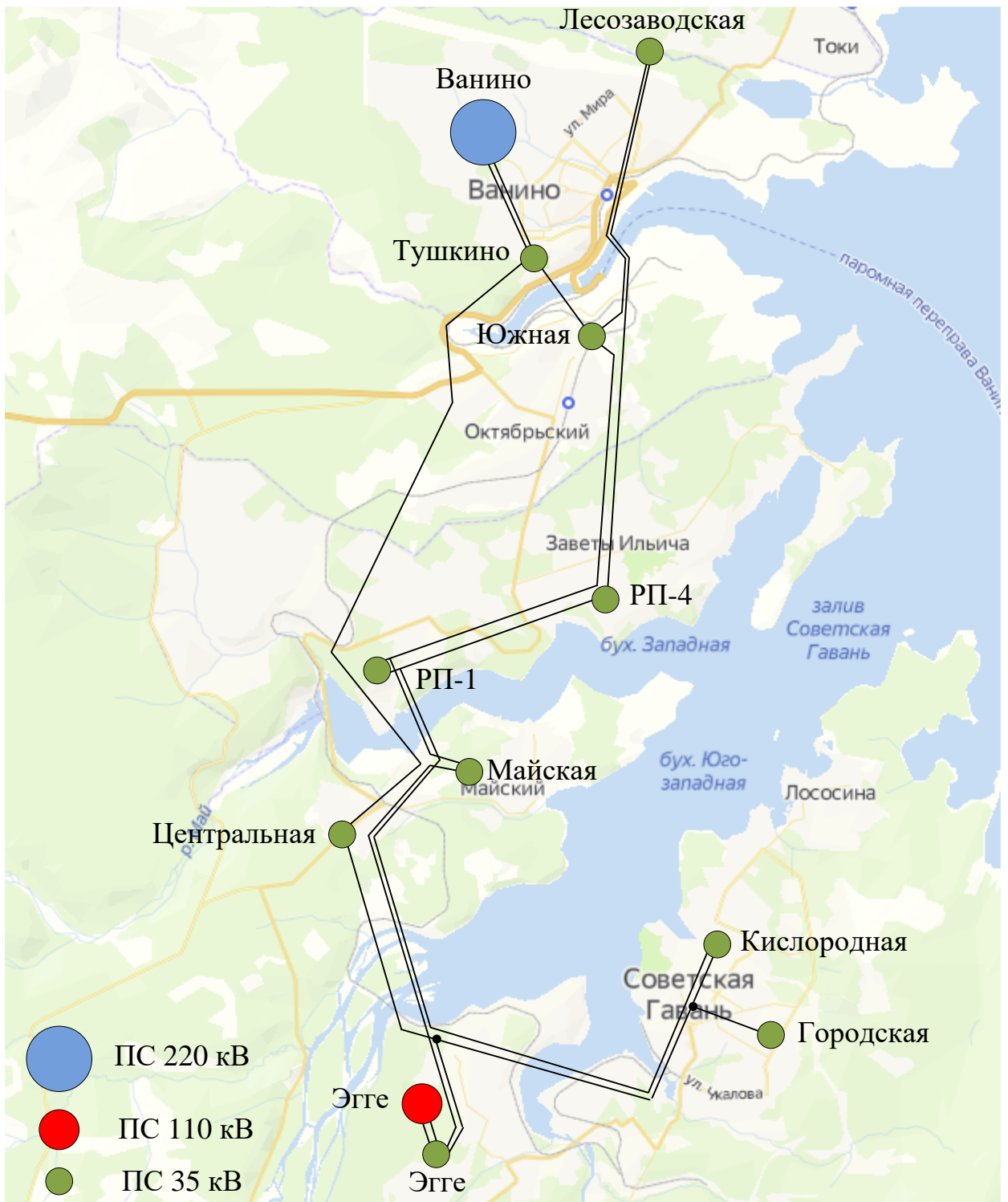


Рисунок 9 – Схема варианта №3 реконструкции

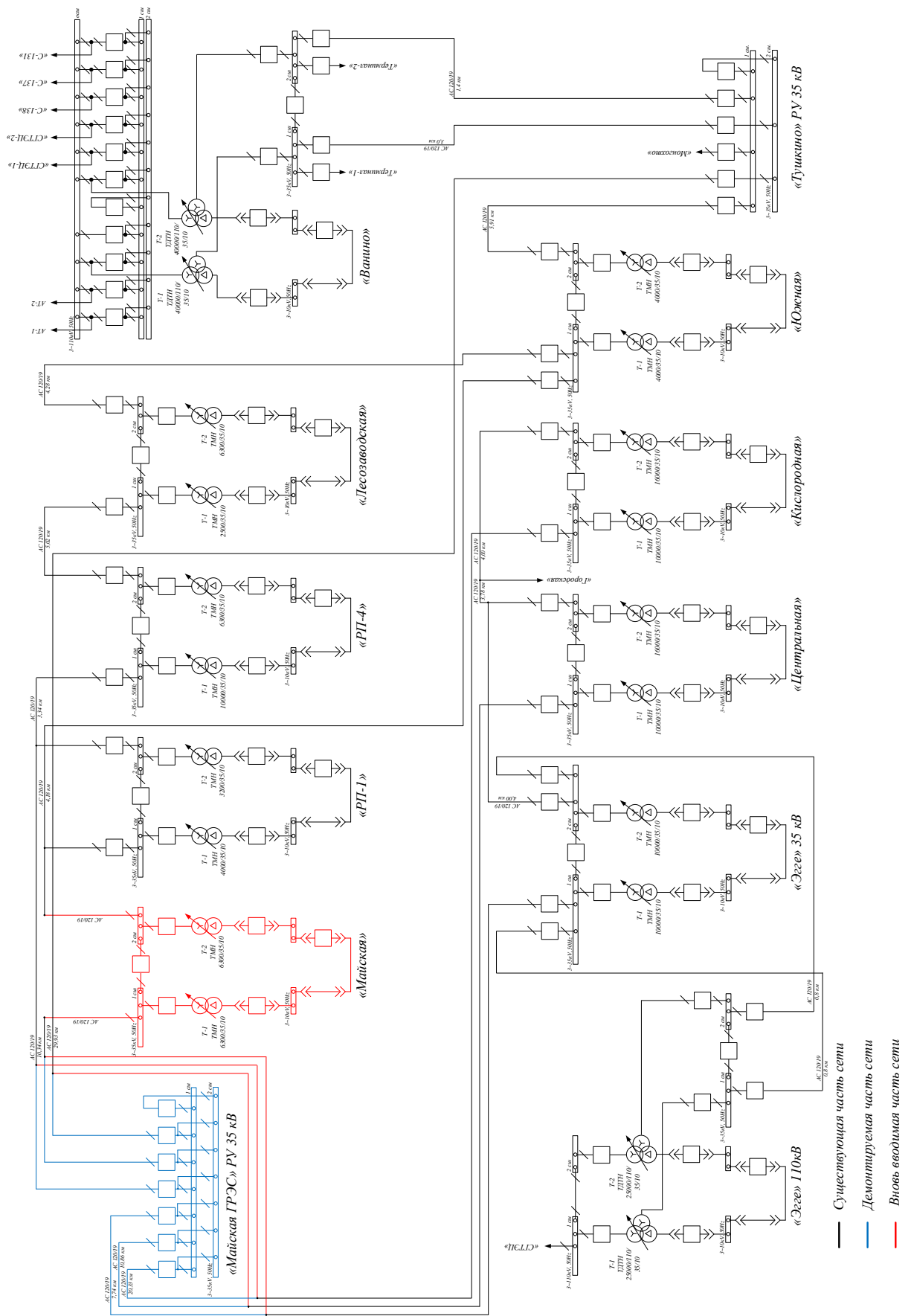


Рисунок 10 – Однолинейная схема варианта №3 реконструкции

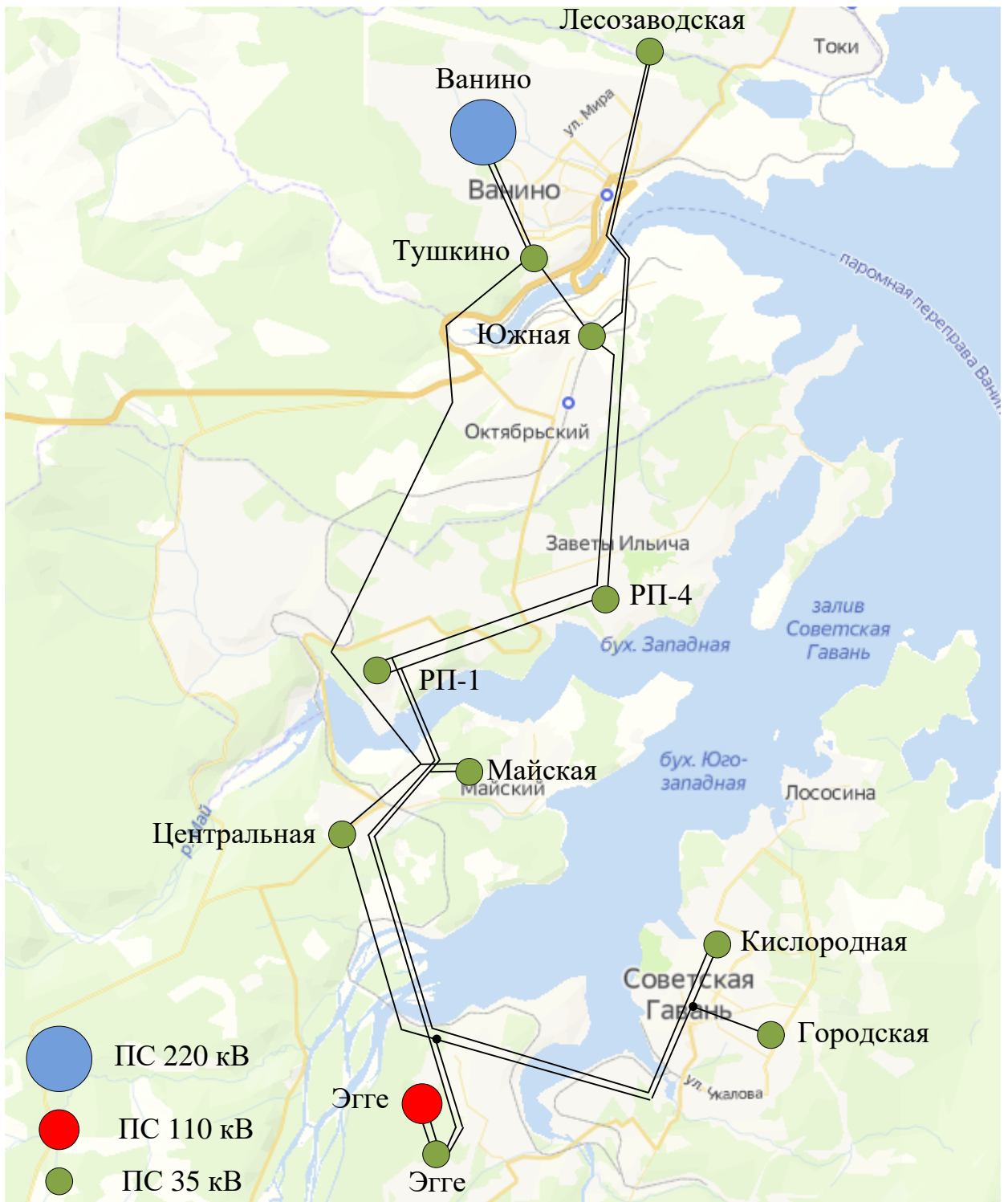


Рисунок 11 – Схема варианта №4 реконструкции

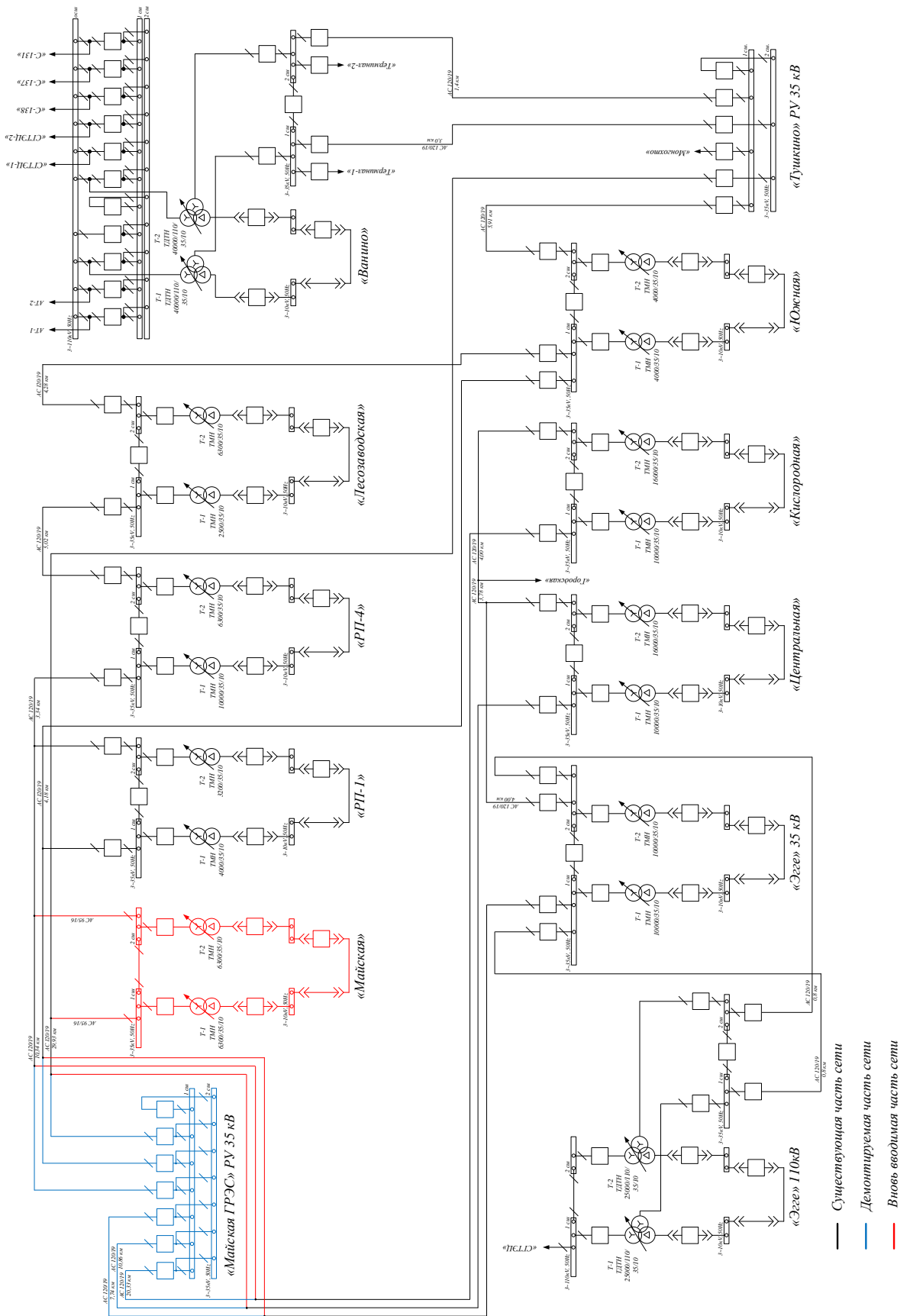


Рисунок 12 – Однолинейная схема варианта №4 реконструкции



Данные по количеству выключателей и дополнительных ВЛ представлены в таблице 7

Таблица 7 – Данные о дополнительном оборудовании

Вариант реконструкции	Дополнительное количество выключателей	Дополнительная протяженность ВЛ в одноцепном исполнении (км)
1	2	0,3
2	3	0,4
3	3	0,5
4	2	0,7

Проводим технический анализ рассматриваемых вариантов реконструкции сети: наиболее оптимальными для реконструкции являются варианты №1,2 т.к. они имеют минимальный набор оборудования.

Вариант №1 соответствует требованиям по надежности электроснабжения потребителей второй категории т.к. подключение происходит к двум различным ВЛ и при отключении одной вторая остается в работе и принимает на себя нагрузку, так же первый вариант имеет более простое распределительное устройство и меньшее количество выключателей. При таком варианте отсутствует необходимость установки дополнительных устройств РЗА для проходящих рядом ВЛ т.к. возможно только изменение уставок на питающих подстанциях.

Вариант №2 так же, как и первый соответствует требованиям по надёжности электроснабжения тем не менее требует более сложного распределительного устройства и большего количества выключателей, так же происходит образование двух линий электропередачи в замен одной и соответственно необходима установка дополнительных устройств защиты на данной ПС.

## **5.2 Прогнозирование электрических нагрузок**

В данном разделе проводим прогнозирование электрических нагрузок по формуле сложных процентов [3]:

$$P_{np} = P_{расч} \Sigma \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (25)$$

$$Q_{np} = Q_{расч} \Sigma \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (26)$$

$$S_{np} = S_{расч} \Sigma \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (27)$$

где  $\varepsilon$  - относительный прирост нагрузки (%) [27].

$T$  - период прогнозирования (лет):

Проводим расчет на примере ПС Майская

$$P_{np} = 5,7 \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 6,94 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{np} = 2,39 \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 2,91 \text{ (Мвар)}$$

$$S_{np} = 6,54 \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 7,97 \text{ (МВА)}$$

Аналогично проводим расчет прогнозных нагрузок для остальных ПС результаты сводим в таблицу 8

Таблица 8 – Прогнозные значения нагрузок

Наименование ПС	$P_{np}$ (МВт)	$Q_{np}$ (Мвар)	$S_{np}$ (МВА)
Майская	6,94	2,91	7,97
РП-1	0,63	0,35	0,72
РП-4	7,49	4,23	8,60
Лесозаводская	6,08	3,43	6,98
Эгге	2,32	1,31	2,66
Центральная	9,97	5,63	11,45
Кислородная	6,37	3,60	7,32
Южная	2,50	1,41	2,87
Городская	4,15	1,54	4,58
Тишкино	2,0	0,49	2,12

Расчет так же приведен в приложении В

На основании полученных данных далее проводим компенсацию реактивной мощности

### 5.3 Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности имеет несколько положительных эффектов, в первую очередь это снижение нагрузки на питающие линии электропередачи и на подстанционное оборудования (силовые трансформаторы), во-вторых, это повышение уровня напряжения непосредственно в месте установки данных устройств - на шинах низкого напряжения ПС. Применение данных устройств позволяет повысить качество отпускаемой электрической энергии потребителям и снизить затраты на силовое оборудование.

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по максимальному значению нормативного коэффициента мощности, задаваемому энергосистемой в часы максимума нагрузки (приказ №380 от 23.06.2015 Минэнерго), при этом используем данные о нагрузке получение ранее [12]:

$$Q_K = Q_{np} - P_{np} \cdot tg \cdot \varphi \quad (28)$$

где  $tg \cdot \varphi$  - максимальное значение нормативного коэффициента реактивной мощности, для 10 кВ равен 0,4;

Проводим расчет на примере ПС Майская:

$$Q_K = 2,91 - 6,94 \cdot 0,4 = 0,13 \text{ (квар)}$$

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну секцию шин 10 кВ ПС Майская вычисляем по формуле:

$$Q_{K1} = \frac{Q_K}{2} \quad (29)$$

$$Q_{K1} = \frac{0,13}{2} = 0,065 \text{ (Мвар)}$$

Принимаем к установке на подстанции Майская компенсирующие устройства типа УKM – 10,5 – 75×2 общей номинальной мощностью 0,15 Мвар.

Нескомпенсированная реактивная мощность, потребляемая из сети, определяется как:

$$Q_{неск} = Q_{пр} - Q_{ном} \quad (30)$$

где  $Q_{ном}$  - суммарная мощность устройств компенсации реактивной мощности;

$$Q_{неск} = 2,91 - 0,15 = 2,76 \text{ (квар)}$$

Полученное значение реактивной мощности будет использоваться в дальнейших расчетах при выборе силовых трансформаторов на ПС Майская и при выборе остального оборудования. Аналогично проводится расчет на остальных ПС, результаты приведены в таблице 9

Таблица 9 – Выбор компенсирующих устройств

Наименование ПС	$Q_K$ (Мвар)	$Q_{K1}$ (Мвар) На одну секцию	$Q_{ном}$ (МВА)	$Q_{неск}$ (МВА)
Майская	0,13	1×0,075	0,15	2,76
РП-1	0,10	1×0,075	0,15	0,2
РП-4	1,23	1×0,75	1,50	2,73
Лесозаводская	1,00	1×0,6	1,20	2,23
Эгге	0,38	1×0,3	0,60	0,71
Центральная	1,64	1×0,9	1,80	3,83
Кислородная	1,05	1×0,6	1,20	2,40
Южная	0,41	1×0,3	0,60	0,81
Городская	-0,16	-	-	-
Тишкино	-0,31	-	-	-

Приведенные данные далее будут использованы при расчете режимов работы сети

#### **5.4 Выбор сечений вновь вводимых линий электропередачи и проверка сечений существующих линий**

В данном разделе согласно исходным данным по категории надежности электроснабжения потребителей предполагается выбрать сечение двух питающих линий электропередачи для подключения ПС Майская к системе внешнего электроснабжения на примере варианта № 1. В качестве проводника предусматривается использовать провод марки АС, его сечение определяется согласно экономическим токовым интервалам. Выбор проводников выполняем по нагреву длительным током

Расчетный ток в ВЛ [1]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{np}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (31)$$

где  $n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение;

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

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимума нагрузки.

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{6,94^2 + 2,76^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \cdot 0,9 \cdot 1,05 = 58,2 \text{ (А)}$$

Принимаем двух цепную ВЛ на железобетонных опорах для питания ПС Майская, принимаем провод марки АС 95/16

Т.к. питание ПС осуществляется от двух воздушных линий электропередачи, следовательно, требуется их проверка в послеаварийном режиме, при отключении одной из них вся нагрузка переходит на оставшуюся в работе линию. В таком режиме работы ток нагрузки протекающий через

оставшуюся ВЛ не должен превышать длительно допустимого значения для выбранной марки провода.

Определяем послеаварийный ток:

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{P_{пр}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n-1)} \quad (32)$$

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{6,94^2 + 2,76^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 124,4 \text{ (А)}$$

Согласно справочным данным для провода марки АС 95/16 длительно допустимый ток составляет 330 А, проверяем условие:

$$I_{од} \geq I_{нав} \quad (33)$$

$$330 \geq 101,05$$

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

Далее проводим проверку проводников на головных участках для первого и второго вариантов реконструкции.

Таблица 10 – Проверка проводников ВЛ 35 кВ первого варианта

Наименование ВЛ	Материал опор	Кол-во цепей	Марка провода	$I_{расч}$ (А)	$I_{од}$ (А)	$I_{нав}$ (А)
Ванино Тушкино	Железо-бетон	2	АС 120/19	180,38	390	360,75
Эгге 110 - Эгге	Железо-бетон	2	АС 120/19	159,9	390	319,79
Эгге – отп. Майская	Железо-бетон	1	АС 120/19	67,13	390	134,26
Тушкино - Центральная	Железо-бетон	1	АС 120/19	176,39	390	361,92
Тушкино - Южная	Железо-бетон	1	АС 120/19	150,36	390	282,02
Эгге – отп. Городская	Железо-бетон	1	АС 120/19	196,44	390	319,79

Для первого варианта электрической сети изменение сечения существующих ВЛ не требуется т.к. они проходят проверку по длительному току в послеаварийном режиме

Таблица 11 – Проверка проводников ВЛ 35 кВ второго варианта

Наименование ВЛ	Материал опор	Кол-во цепей	Марка провода	$I_{расч}$ (А)	$I_{дд}$ (А)	$I_{нав}$ (А)
Ванино Тушкино	Железо-бетон	2	АС 120/19	180,38	390	360,75
Эгге 110 - Эгге	Железо-бетон	2	АС 120/19	159,9	390	319,79
Эгге – отп. РП-1	Железо-бетон	1	АС 120/19	10,91	390	161,27
Эгге – отп. Городская	Железо-бетон	1	АС 120/19	235,77	390	308,87
Тушкино - Центральная	Железо-бетон	1	АС 120/19	176,39	390	361,92
Тушкино - Южная	Железо-бетон	1	АС 120/19	150,36	390	282,02

Для второго варианта электрической сети изменение сечения существующих ВЛ не требуется т.к. они проходят проверку по длительному току в послеаварийном режиме

### **5.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС Майская**

В данном разделе будет проведен расчет и выбор номинальной мощности трансформаторов 35/10 кВ, при определении количества устанавливаемых трансформаторов, необходимо отталкиваться от категории надежности электроснабжения потребителей, которые будут подключаться к шинам НН ПС Майская, в данном случае это вторая и третья категория. Для второй категории требуется наличие двух независимых источников питания для третьей достаточно одного, следовательно, принимаем решение об установке 2-х трансформаторов, которые в свою очередь будут получать питание от различных ВЛ для повышения надежности электроснабжения.

Определение требуемой мощности трансформатора выполняется с учетом компенсации реактивной мощности, проведенной в предыдущем разделе.

Требуемая мощность трансформатора определяется через прогнозное значение расчетной мощности [8]:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot K_3} \quad (34)$$

где  $P_{\text{ср}}$  – среднее значение мощности нагрузки;

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме [8]:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (35)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (36)$$

Определяем требуемую мощность для ПС Майская:

$$S_P = \frac{\sqrt{6,12^2 + 2,76^2}}{2 \cdot 0,7} = 4,79 \text{ (кВА)}$$

Используя полученные данные принимаем тип трансформатора ТМН 6300/35/10, технические данные представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики трансформатора

ТМН 6300/35/10	
Номинальное напряжение	35/10 кВ
Номинальная мощность	6300 кВА
Потери холостого хода	8 кВт
Потери короткого замыкания	46,5 кВт
Напряжение короткого замыкания	7,5 %
Ток холостого хода	0,8 %

Проверка коэффициентов загрузки:



$$K_H = \frac{\sqrt{6,12^2 + 2,76^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,54$$

$$K_A = \frac{\sqrt{6,12^2 + 2,76^2}}{2 \cdot 6,3} = 1,08$$

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 границах требуемого диапазона, следовательно, можно сделать вывод о том, что номинальная мощность выбрана верно при этом сохраняется возможность отключения одного из трансформаторов в резерв, без перегрузки второго.

## 6 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ

Расчет установившихся режимов работы проводится в данной работе с использованием программного комплекса Rastr win.

Предварительно перед началом расчета необходимо составить граф сети с указанием нумерации узлов, данный граф для первого варианта сети представлен на рисунке 13, для второго варианта реконструкции на рисунке 14.

Данные о нагрузках в узлах представлены в таблице 13, данные о сопротивлениях участков ВЛ представлены в таблице 14

Далее проводим расчет установившегося режима работы при выводе из эксплуатации Майской ГРЭС и объединении ВЛ 35 кВ которые к ней были подключены по указанной ранее схеме.

Таблица 13 – Максимальные нагрузки в узлах сети согласно данным контрольного замера

Наименование ПС	Номер узла	$P_{\text{макс}}$ (МВт)	$Q_{\text{неск}}$ (Мвар)
Майская	111	5,70	2,76
РП-1	99	0,52	0,2
РП-4	77	6,15	2,73
Лесозаводская	88	4,99	2,23
Эгге	44	1,90	0,71
Центральная	33	8,19	3,83
Кислородная	66	5,23	2,40
Южная	101	2,05	0,81
Городская	55	3,41	1,26
Тишкино	22	1,64	0,40

Таблица 14 – Сопротивления участков ВЛ первого варианта реконструкции

Наименование ВЛ	Узлы	$R_{\text{вл}}$ (Ом)	$X_{\text{вл}}$ (Ом)
1	2	3	4
Ванино - Тишкино	1-2	0,74	1,24
Центральная - Тишкино	2-3	9,96	6,56
Центральная – отп. Эгге	3-4	1,24	2,07

1	2	3	4
Эгге – отп. Эгге	4-41	0,87	1,44
Эгге – Эгге 110	41-411	0,24	0,33
Городская – отп. Эгге	4-5	0,94	1,56
Городская – Кислородная	5-6	0,99	1,65
Отп. Майская – Кислородная	6-61	3,81	6,34
Отп. Майская – Отп. РП-1	61-71	1,24	2,07
РП-4 – Отп. РП-1	7-71	2,57	4,28
РП-4 – Лесозаводская	7-8	1,24	2,07
Южная – Лесозаводская	8-10	1,06	1,77
Южная – Тишкино	10-2	1,47	2,44
Южная – Отп. РП-1	10-91	2,28	3,8
Отп. Майская – Отп. РП-1	91-12	1,92	3,2
Эгге – Отп. Майская	12-41	3,37	6,21
РП-1 – Отп. РП-1	9-91	0,07	0,12
Майская – Отп. Майская	11-12	0,07	0,1
РП-1 – Отп. РП-1	9-71	0,07	0,12
Майская – Отп. Майская	11-61	0,04	0,06

Таблица 15 – Сопротивления участков ВЛ второго варианта реконструкции

Наименование ВЛ	Узлы	$R_{вл}$ (Ом)	$X_{вл}$ (Ом)
1	2	3	4
Ванино - Тишкино	1-2	0,74	1,24
Центральная - Тишкино	2-3	9,96	6,56
Центральная – отп. Эгге	3-4	1,24	2,07
Эгге – отп. Эгге	4-41	0,87	1,44
Эгге – Эгге 110	41-411	0,24	0,33
Городская – отп. Эгге	4-5	0,94	1,56
Городская – Кислородная	5-6	0,99	1,65
Майская – Кислородная	6-11	3,85	6,4
Майская – Отп. РП-1	11-71	1,3	2,1
РП-4 – Отп. РП-1	7-71	2,57	4,28
РП-4 – Лесозаводская	7-8	1,24	2,07
Южная – Лесозаводская	8-10	1,06	1,77
Южная – Тишкино	10-2	1,47	2,44
Южная – Отп. РП-1	10-91	2,28	3,8
Отп. Майская – Отп. РП-1	91-11	1,92	3,2
Эгге – Отп. Майская	11-41	3,37	6,21
РП-1 – Отп. РП-1	9-91	0,07	0,12
Майская – Отп. Майская	11-12	0,07	0,1
РП-1 – Отп. РП-1	9-71	0,07	0,12
Майская – Отп. Майская	11-61	0,04	0,06

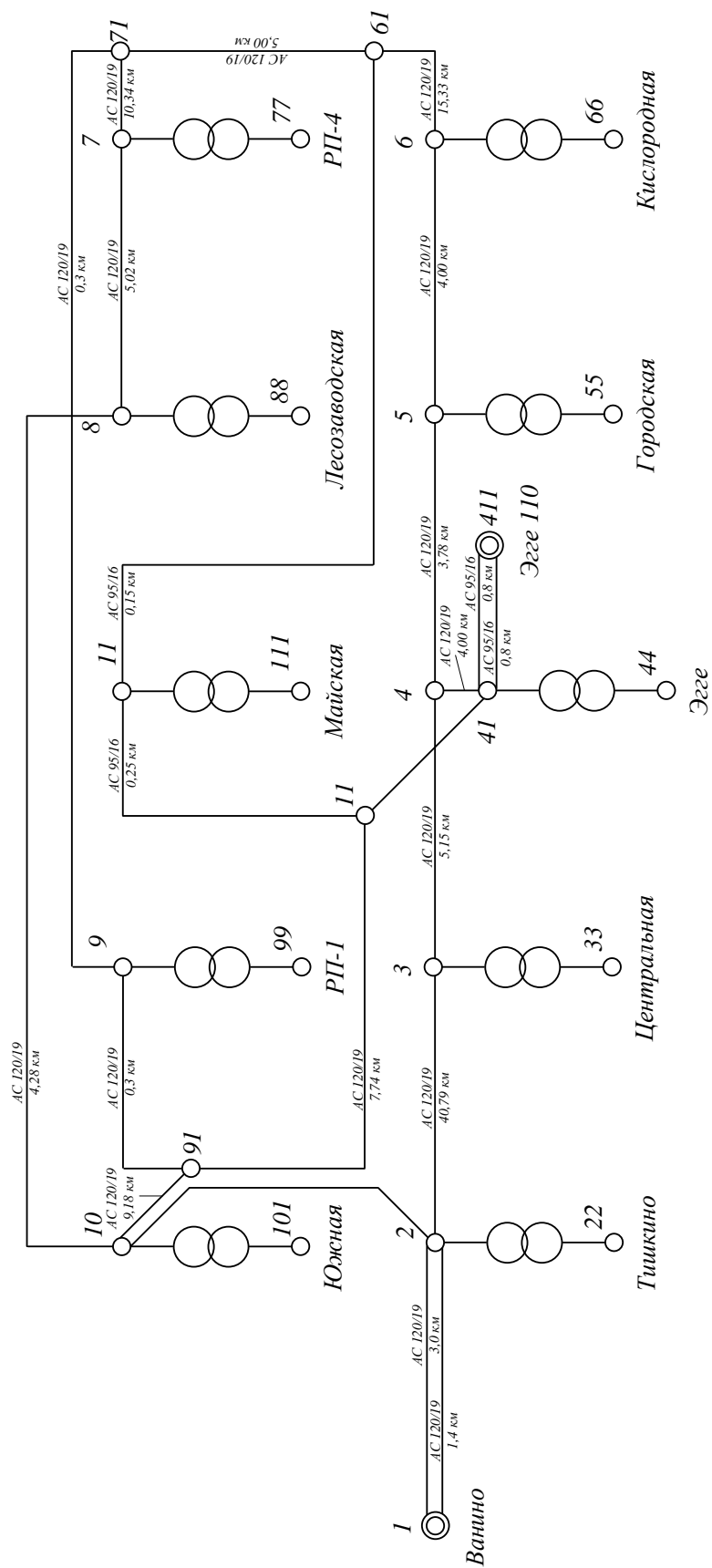


Рисунок 13 – Граф сети варианта №1 реконструкции

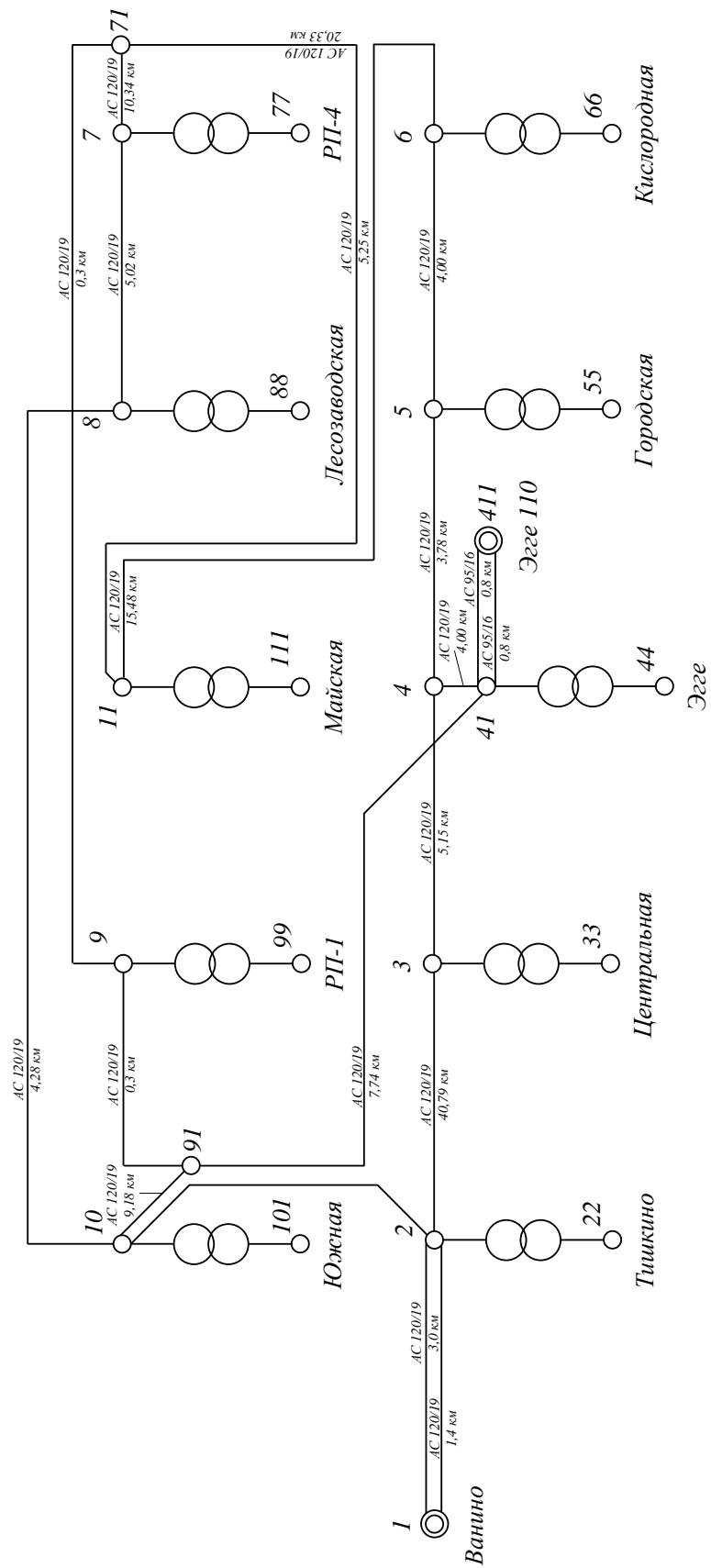


Рисунок 14 – Граф сети варианта №2 реконструкции

Проводим расчет нормального режима работы сети для первого варианта реконструкции, результаты представлены в таблицах 16, 17

Таблица 16 – Токовая загрузка ВЛ (нормальный режим первый вариант)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)	Плотность тока (А/мм <sup>2</sup> )
1	2	373,74	390+390	0,20
2	3	94,72	390	0,20
3	4	66,94	390	0,14
4	41	242,81	390	0,52
41	411	339,61	390+390	0,18
4	5	144,37	390	0,31
5	6	81,79	390	0,17
7	71	39,45	390	0,08
7	8	79,49	390	0,17
8	10	173,25	390	0,37
10	2	286,93	390	0,61
10	91	77,91	390	0,17
91	12	15,95	390	0,03
12	41	97,19	390	0,21
9	91	64,50	390	0,14
9	71	55,21	390	0,12
11	12	109,52	390	0,23
11	61	2,98	390	0,01
71	61	20,44	390	0,04
61	6	21,02	390	0,04

Таблица 17 – Данные по узлам (нормальный режим первый вариант)

Номер узла	Рнаг (МВт)	Qнаг (МВт)	Рген (МВт)	Qген (МВт)	Uфакт (кВ)	Uоткл (%)	Uном (кВ)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	0	22,85	12,43	37	5,71	35
2	0	0	0	0	36,17	3,34	35
3	0	0	0	0	34,28	-2,05	35
4	0	0	0	0	34,55	-1,28	35
41	0	0	0	0	35,16	0,46	35
5	0	0	0	0	34,19	-2,33	35

1	2	3	4	5	6	7	8
6	0	0	0	0	33,97	-2,94	35
7	0	0	0	0	34,08	-2,64	35
71	0	0	0	0	34,32	-1,93	35
8	0	0	0	0	34,37	-1,79	35
9	0	0	0	0	34,34	-1,90	35
10	0	0	0	0	34,91	-0,26	35
11	0	0	0	0	34,24	-2,18	35
91	0	0	0	0	34,35	-1,86	35
12	0	0	0	0	34,25	-2,15	35
411	0	0	19	10,2	36,65	4,71	36
22	1,64	0,4	0	0	10,82	8,17	10
33	8,2	3,83	0	0	9,98	-0,21	10
44	1,9	0,71	0	0	10,31	3,10	10
55	3,41	1,26	0	0	10,15	1,54	10
66	5,23	2,4	0	0	10,00	0,02	10
77	6,2	2,73	0	0	10,01	0,05	10
88	4,99	2,23	0	0	10,14	1,38	10
111	5,7	2,76	0	0	10,06	0,57	10
99	0,52	0,2	0	0	10,29	2,85	10
101	2,05	0,81	0	0	10,41	4,11	10
61	0	0	0	0	34,24	-2,18	35

Проводим расчет послеаварийного режима работы сети для первого варианта реконструкции при отключении одной цепи ВЛ Ванино - Тишкино, результаты представлены в таблицах 18, 19

Таблица 18 – Токовая нагрузка ВЛ (отключении одной цепи ВЛ Ванино - Тишкино первый вариант)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)	Плотность тока (А/мм <sup>2</sup> )
1	2	3	4	5
1	2	379,26	390	0,81
2	3	96,45	390	0,21
3	4	69,47	390	0,15
4	41	249,13	390	0,53

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5
41	411	347,11	390+390	0,19
4	5	147,05	390	0,31
5	6	82,94	390	0,18
7	71	41,92	390	0,09
7	8	80,37	390	0,17
8	10	176,41	390	0,38
10	2	290,60	390	0,62
10	91	77,62	390	0,17
91	12	16,28	390	0,03
12	41	98,24	390	0,21
9	91	65,28	390	0,14
9	71	57,37	390	0,12
11	12	110,07	390	0,24
11	61	2,74	390	0,01
71	61	20,84	390	0,04
61	6	22,28	390	0,05

Таблица 19 – Данные по узлам (отключения одной цепи ВЛ Ванино Тишкино первый вариант)

Номер узла	Р <sub>наг</sub> (МВт)	Q <sub>наг</sub> (МВт)	Р <sub>ген</sub> (МВт)	Q <sub>ген</sub> (МВт)	U <sub>факт</sub> (кВ)	U <sub>откл</sub> (%)	U <sub>ном</sub> (кВ)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	0	22,99	12,97	37,00	5,71	35
2	0	0	0	0	35,30	0,86	35
3	0	0	0	0	33,38	-4,64	35
4	0	0	0	0	33,65	-3,85	35
41	0	0	0	0	34,28	-2,06	35
5	0	0	0	0	33,28	-4,91	35
6	0	0	0	0	33,06	-5,54	35
7	0	0	0	0	33,17	-5,23	35
71	0	0	0	0	33,43	-4,48	35
8	0	0	0	0	33,47	-4,36	35
9	0	0	0	0	33,44	-4,45	35
10	0	0	0	0	34,02	-2,79	35
11	0	0	0	0	33,34	-4,73	35



Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8
91	0	0	0	0	33,46	-4,41	35
12	0	0	0	0	33,35	-4,71	35
411	0	0	19	10,2	35,80	2,29	36
22	1,64	0,4	0	0	10,56	5,57	10
33	8,2	3,83	0	0	9,70	-3,02	10
44	1,9	0,71	0	0	10,04	0,39	10
55	3,41	1,26	0	0	9,88	-1,20	10
66	5,23	2,4	0	0	9,72	-2,76	10
77	6,2	2,73	0	0	9,73	-2,73	10
88	4,99	2,23	0	0	9,86	-1,37	10
111	5,7	2,76	0	0	9,78	-2,17	10
99	0,52	0,2	0	0	10,02	0,17	10
101	2,05	0,81	0	0	10,14	1,43	10
61	0	0	0	0	33,34	-4,73	35

Проводим расчет послеаварийного режима работы сети для первого варианта реконструкции при отключении одной цепи ВЛ Эгге - Эгге 110, результаты представлены в таблицах 20, 21

Таблица 20 – Токовая загрузка ВЛ (отключении одной цепи ВЛ Эгге – Эгге 110 первый вариант)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)	Плотность тока (А/мм <sup>2</sup> )
1	2	3	4	5
1	2	385,98	390+390	0,21
2	3	100,52	390	0,21
3	4	61,31	390	0,13
4	41	236,35	390	0,51
41	411	329,07	390	0,70
4	5	143,23	390	0,31
5	6	80,38	390	0,17
7	71	38,02	390	0,08
7	8	81,87	390	0,17
8	10	175,78	390	0,38
10	2	294,28	390	0,63

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
10	91	82,92	390	0,18
91	12	19,32	390	0,04
12	41	93,32	390	0,20
9	91	66,42	390	0,14
9	71	57,24	390	0,12
11	12	107,80	390	0,23
11	61	3,83	390	0,01
71	61	25,27	390	0,05
61	6	23,59	390	0,05

Таблица 21 – Данные по узлам (отключения одной цепи ВЛ Эгге – Эгге 110 первый вариант)

Номер узла	Р <sub>наг</sub> (МВт)	Q <sub>наг</sub> (МВт)	Р <sub>ген</sub> (МВт)	Q <sub>ген</sub> (МВт)	U <sub>факт</sub> (кВ)	U <sub>откл</sub> (%)	U <sub>ном</sub> (кВ)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	0	23,38	13,23	37,00	5,71	35
2	0	0	0	0	36,13	3,24	35
3	0	0	0	0	34,11	-2,53	35
4	0	0	0	0	34,36	-1,83	35
41	0	0	0	0	34,95	-0,14	35
5	0	0	0	0	34,00	-2,85	35
6	0	0	0	0	33,79	-3,44	35
7	0	0	0	0	33,97	-2,93	35
71	0	0	0	0	34,20	-2,28	35
8	0	0	0	0	34,28	-2,05	35
9	0	0	0	0	34,21	-2,25	35
10	0	0	0	0	34,83	-0,48	35
11	0	0	0	0	34,10	-2,58	35
91	0	0	0	0	34,23	-2,21	35
12	0	0	0	0	34,10	-2,56	35
411	0	0	19	10,2	37,82	8,05	36
22	1,64	0,4	0	0	10,81	8,06	10
33	8,2	3,83	0	0	9,93	-0,73	10
44	1,9	0,71	0	0	10,25	2,52	10
55	3,41	1,26	0	0	10,10	0,99	10
66	5,23	2,4	0	0	9,95	-0,52	10

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8
77	6,2	2,73	0	0	9,97	-0,26	10
88	4,99	2,23	0	0	10,11	1,10	10
111	5,7	2,76	0	0	10,01	0,14	10
99	0,52	0,2	0	0	10,25	2,48	10
101	2,05	0,81	0	0	10,39	3,87	10
61	0	0	0	0	34,10	-2,58	35

Проводим расчет нормального режима работы сети для второго варианта реконструкции, результаты представлены в таблицах 22, 23

Таблица 22 – Токовая нагрузка ВЛ (нормальный режим второй вариант)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)	Плотность тока (А/мм <sup>2</sup> )
1	2	370,64	390+390	0,20
2	3	89,71	390	0,19
3	4	71,21	390	0,15
4	41	274,50	390	0,59
41	411	344,57	390+390	0,18
4	5	171,48	390	0,37
5	6	109,00	390	0,23
11	71	103,02	390	0,22
7	71	37,16	390	0,08
7	8	81,72	390	0,17
8	10	175,50	390	0,38
10	2	288,64	390	0,62
10	91	77,36	390	0,17
91	12	70,56	390	0,15
12	41	70,55	390	0,15
9	91	147,58	390	0,32
9	71	138,84	390	0,30
11	6	11,22	390	0,02

Таблица 23 – Данные по узлам (нормальный режим второй вариант)

Номер узла	Р <sub>наг</sub> (МВт)	Q <sub>наг</sub> (МВт)	Р <sub>ген</sub> (МВт)	Q <sub>ген</sub> (МВт)	U <sub>факт</sub> (кВ)	U <sub>откл</sub> (%)	U <sub>ном</sub> (кВ)
1	0	0	22,68	12,29	37,00	5,71	35
2	0	0	0	0	36,18	3,36	35
3	0	0	0	0	34,39	-1,74	35
4	0	0	0	0	34,68	-0,92	35
41	0	0	0	0	35,37	1,05	35
5	0	0	0	0	34,24	-2,18	35
6	0	0	0	0	33,94	-3,03	35
7	0	0	0	0	34,06	-2,67	35
71	0	0	0	0	34,30	-2,01	35
8	0	0	0	0	34,37	-1,81	35
9	0	0	0	0	34,33	-1,92	35
10	0	0	0	0	34,91	-0,25	35
11	0	0	0	0	33,90	-3,14	35
91	0	0	0	0	34,36	-1,84	35
12	0	0	0	0	34,71	-0,82	35
411	0	0	19	10,2	36,13	3,22	35
22	1,64	0,4	0	0	10,82	8,19	10
33	8,2	3,83	0	0	10,01	0,13	10
44	1,9	0,71	0	0	10,35	3,48	10
55	3,41	1,26	0	0	10,17	1,69	10
66	5,23	2,4	0	0	9,99	-0,07	10
77	6,2	2,73	0	0	10,00	0,02	10
88	4,99	2,23	0	0	10,14	1,37	10
111	5,7	2,76	0	0	9,95	-0,47	10
99	0,52	0,2	0	0	10,28	2,82	10
101	2,05	0,81	0	0	10,41	4,12	10

Проводим расчет послеаварийного режима работы сети для второго варианта реконструкции при отключении одной цепи ВЛ Ванино - Тишкино, результаты представлены в таблицах 24, 25

Таблица 24 – Токовая загрузка ВЛ (отключения одной цепи ВЛ Ванино Тишкино второй вариант)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)	I (%)
1	2	376,47	390	0,80
2	3	91,43	390	0,20
3	4	73,70	390	0,16
4	41	281,49	390	0,60
41	411	352,43	390+390	0,19
4	5	175,02	390	0,37
5	6	111,07	390	0,24
11	71	106,34	390	0,23
7	71	39,45	390	0,08
7	8	82,72	390	0,18
8	10	178,73	390	0,38
10	2	292,45	390	0,62
10	91	77,20	390	0,16
91	12	71,42	390	0,15
12	41	71,40	390	0,15
9	91	150,40	390	0,32
9	71	144,15	390	0,31
11	6	10,83	390	0,02

Таблица 25 – Данные по узлам (отключения одной цепи ВЛ Ванино Тишкино второй вариант)

Номер узла	Рнаг (МВт)	Qнаг (МВт)	Рген (МВт)	Qген (МВт)	Uфакт (кВ)	Uоткл (%)	Uном (кВ)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	0	22,84	12,84	37,00	5,71	35
2	0	0	0	0	35,32	0,91	35
3	0	0	0	0	33,49	-4,30	35
4	0	0	0	0	33,79	-3,47	35
41	0	0	0	0	34,50	-1,44	35
5	0	0	0	0	33,34	-4,76	35
6	0	0	0	0	33,03	-5,62	35
7	0	0	0	0	33,17	-5,24	35
71	0	0	0	0	33,41	-4,54	35

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8
8	0	0	0	0	33,47	-4,36	35
9	0	0	0	0	33,44	-4,46	35
10	0	0	0	0	34,03	-2,77	35
11	0	0	0	0	33,00	-5,72	35
91	0	0	0	0	33,47	-4,37	35
12	0	0	0	0	33,83	-3,34	35
411	0	0	19	10,2	35,27	0,77	35
22	1,64	0,4	0	0	10,56	5,61	10
33	8,2	3,83	0	0	9,73	-2,65	10
44	1,9	0,71	0	0	10,08	0,79	10
55	3,41	1,26	0	0	9,90	-1,03	10
66	5,23	2,4	0	0	9,72	-2,84	10
77	6,2	2,73	0	0	9,73	-2,74	10
88	4,99	2,23	0	0	9,86	-1,36	10
111	5,7	2,76	0	0	9,68	-3,23	10
99	0,52	0,2	0	0	10,02	0,16	10
101	2,05	0,81	0	0	10,15	1,46	10

Проводим расчет послеаварийного режима работы сети для второго варианта реконструкции при отключении одной цепи ВЛ Эгге – Эгге110, результаты представлены в таблицах 26, 27

Таблица 26 – Токовая нагрузка ВЛ (отключении одной цепи ВЛ Эгге Эгге 110 второй вариант)

Ннач	Нкон	Ирасч (А)	Идд (А)	И (%)
1	2	3	4	5
1	2	377,33	390+390	0,20
2	3	92,88	390	0,20
3	4	68,09	390	0,15
4	41	270,76	390	0,58
41	411	338,82	390	0,72
4	5	170,72	390	0,36
5	6	108,06	390	0,23
11	71	104,66	390	0,22
7	71	36,37	390	0,08

## Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5
7	8	82,99	390	0,18
8	10	176,86	390	0,38
10	2	292,62	390	0,63
10	91	80,08	390	0,17
91	12	68,71	390	0,15
12	41	68,71	390	0,15
9	91	147,99	390	0,32
9	71	139,36	390	0,30
11	6	11,07	390	0,02

Таблица 27 – Напряжения в узлах (отключения одной цепи ВЛ Ванино Тишкино второй вариант)

Номер узла	Р <sub>наг</sub> (МВт)	Q <sub>наг</sub> (МВт)	Р <sub>ген</sub> (МВт)	Q <sub>ген</sub> (МВт)	U <sub>факт</sub> (кВ)	U <sub>откл</sub> (%)	U <sub>ном</sub> (кВ)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	0	22,97	12,73	37,00	5,71	35
2	0	0	0	0	36,16	3,30	35
3	0	0	0	0	34,30	-2,00	35
4	0	0	0	0	34,57	-1,22	35
41	0	0	0	0	35,25	0,72	35
5	0	0	0	0	34,14	-2,47	35
6	0	0	0	0	33,84	-3,30	35
7	0	0	0	0	34,01	-2,83	35
71	0	0	0	0	34,23	-2,20	35
8	0	0	0	0	34,32	-1,94	35
9	0	0	0	0	34,26	-2,11	35
10	0	0	0	0	34,87	-0,37	35
11	0	0	0	0	33,83	-3,36	35
91	0	0	0	0	34,29	-2,03	35
12	0	0	0	0	34,63	-1,06	35
411	0	0	19	10,2	36,74	4,96	35
22	1,64	0,4	0	0	10,81	8,14	10
33	8,2	3,83	0	0	9,99	-0,15	10
44	1,9	0,71	0	0	10,32	3,16	10
55	3,41	1,26	0	0	10,14	1,39	10

1	2	3	4	5	6	7	8
66	5,23	2,4	0	0	9,96	-0,36	10
77	6,2	2,73	0	0	9,98	-0,15	10
88	4,99	2,23	0	0	10,12	1,22	10
111	5,7	2,76	0	0	9,93	-0,70	10
99	0,52	0,2	0	0	10,26	2,63	10
101	2,05	0,81	0	0	10,40	3,99	10

Проводим анализ полученных результатов:

Для первого варианта реконструкции расчет показал, что токи в сечениях не превышают длительно допустимого значения (наиболее нагруженными являются двух цепные ВЛ от источников питания ПС Ванино и Эгге 110) при этом отклонения напряжений в узлах сети так же не превышают 10%, в послеаварийном режиме при отключении одной из цепей ВЛ от источника питания напряжения в узлах сети не отклоняются от номинального значения более чем на 10 %, участки ВЛ от источников питания так же нагружены практически до длительно допустимого тока тем не менее перегрузка отсутствует.

Для второго варианта также как в нормальном, так и в послеаварийном режиме не происходит отклонений напряжений в узлах сети более чем на 10% токовые нагрузки ВЛ не превышают длительно допустимого тока.

Т.к. оба варианта реконструкции являются приемлемыми с точки зрения режима работы, следовательно, их оба оставляем для дальнейшей проработки определения оптимального из них.

Расчет так же показал, что сечения существующих ВЛ соответствуют нагрузкам и плотность тока во всех режимах не превышает предельного значения.



## 7 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

При определении оптимального варианта развития электрической сети при выводе из эксплуатации «Майской ГРЭС» используем метод сравнения приведенных затрат на реализацию обоих вариантов. Рассмотрим подробно оба варианта подключения ПС Майская. Рассмотрим особенности обоих вариантов

Вариант №1 соответствует требованиям по надежности электроснабжения потребителей второй категории т.к. подключение происходит к двум различным ВЛ и при отключении одной вторая остается в работе и принимает на грузку на себя на грузку, так же первый вариант имеет более простое распределительное устройство и меньшее количество выключателей. При таком варианте отсутствует необходимость установки дополнительных устройств РЗА для проходящих рядом ВЛ т.к. возможно только изменение уставок на питающих подстанциях.

Второй вариант так же, как и первый соответствует требованиям по надёжности электроснабжения тем не менее требует более сложного распределительного устройства и большего количества выключателей, так же происходит образование двух линий электропередачи в замен одной и соответственно необходима установка дополнительных устройств защиты на данной ПС.

Проводим расчет приведенных затрат на примере первого варианта реконструкции.

Определяем стоимость РУВН, НН ПС Майская:

$$K_{py} = (N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (37)$$

где  $K_{инф}$  - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2022 год (равен 10,46)

$K_p$  - районный коэффициент: для ПС –1,3:

$N_{яч35}$  - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{яч35}$  - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч10}$  - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$  - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (2 \cdot 0,2 + 0,085 \cdot 15) \cdot 10,46 \cdot 1,3 = 22,77 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС Майская:

$$K_{mp} = N_{mp} \cdot K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (38)$$

где  $N_{mp}$  - количество трансформаторов 35 кВ:

$K_{mp}$  - стоимость одного трансформатора 35 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{mp} = 2 \cdot 2,58 \cdot 10,46 \cdot 1,3 = 70,16 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (39)$$

где  $K_{пост}$  - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 4,7 \cdot 10,46 \cdot 1,3 = 63,91 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС Майская

$$K_{ПС} = 22,77 + 70,16 + 63,91 = 156,84 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем капиталовложения на сооружения ВЛ отп. Майская – ПС Майская:

$$K_{ВЛ} = K \cdot L \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (40)$$

где  $L$  - протяженность рассматриваемой ВЛ (км):

$K$  - стоимость сооружения одного километра ВЛ в ценах 2000 года:

$$K_{ВЛ} = 2 \cdot 0,6 \cdot 10,46 \cdot 1,3 = 16,3 \text{ (млн.руб)}$$

Общие капиталовложения:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (41)$$

$$K = 156,84 + 16,3 = 173,14 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, а также амортизацию вычисляются по формуле:

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ам1} + K_{ПС} \cdot \alpha_{ам2} \quad (42)$$

где  $\alpha_{ам}$  – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{об}$  - капитальные вложения, тыс.руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (43)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы оборудования (для ВЛ 30 лет, для ПС 20 лет.)

$$I_{AM} = 16,3 \cdot \frac{1}{30} + 156,84 \cdot \frac{1}{20} = 8,35 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = I_{ЭКС.ВЛ} + I_{ЭКС.ПС} = \alpha_{ЭКС.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭКС.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (44)$$

где  $\alpha_{ЭКС.ВЛ} = 0,8\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах.

$\alpha_{ЭКС.ПС} = 5,9\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС).

$$I_{\text{ЭКС}} = 0,008 \cdot 16,3 + 0,059 \cdot 156,84 = 9,38 \text{ (млн.руб)}$$

Далее проводим расчет приведенных затрат:

$$Z = I_{\Sigma} + E \cdot K \tag{45}$$

где  $I_{\Sigma}$  – суммарные годовые издержки;

$E$  – норма дисконтирования (о.е.).

$$Z = 8,35 + 9,38 + 0,1 \cdot 173,14 = 35,04 \text{ (млн. руб.)}$$

Далее проводим расчет по аналогичным формулам для второго варианта реконструкции, результаты приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Экономические показатели вариантов реконструкции

Вариант реконструкции	$K_{\text{ПС}}$ (млн.руб.)	$K_{\text{ВЛ}}$ (млн.руб.)	$I_{\text{АМ}}$ (млн.руб.)	$I_{\text{ЭКС}}$ (млн.руб.)	$Z$ (млн.руб.)
1	156,84	16,3	8,35	9,38	35,04
2	159,56	21,73	8,7	9,59	36,41

Расчет показывает, что первый вариант реконструкции имеет меньшие приведенные затраты, следовательно, для дальнейшей проработки оставляем его

## 8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Перед выбором оборудования на ПС Майская необходимо выполнить расчет токов короткого замыкания для последующей проверки данного оборудования на коммутационную, термическую, и динамическую стойкость.

Для расчета токов короткого замыкания существует два основных метода: расчет в именованных единицах, расчет в относительных единицах

При большом количестве трансформаций расчет лучше проводить в относительных единицах т.к. он позволяет избежать введения в расчеты точных коэффициентов трансформации что упрощает расчет. Однако при использовании метода именованных единиц отсутствует необходимость задания параметров таких как базисная мощность и базисное напряжение каждой ступени.

Каждый из данных указанных методов может выполняться с использованием действительных коэффициентов трансформации трансформаторов либо с использованием напряжений из среднего ряда. Последний прием наиболее предпочтителен, он менее точен чем первый, но получаемая в результате погрешность имеет приемлемое значение (менее 10% от действительного значения тока короткого замыкания).

Данный расчет будет выполняться методом именованных единиц с использованием среднего ряда напряжений. Расчетная схема замещения ПС Майская представлены на рисунке 15.

При определении сопротивления системы воспользуемся данными о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ ПС «Эгге 110 кВ» и «Ванино».

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС «Эгге 110 кВ» и «Ванино» по формуле:

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K31} \quad (46)$$

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,6 = 487,05 \text{ (MBA)}$$

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K32} \quad (47)$$

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 6,9 = 442,19 \text{ (МВА)}$$

где  $S_{K3}$  – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС

$U_{CP}$  – напряжение среднего ряда на стороне 35 кВ (кВ);

$I_{K3}$  – ток короткого замыкания на стороне 35 кВ (кА);

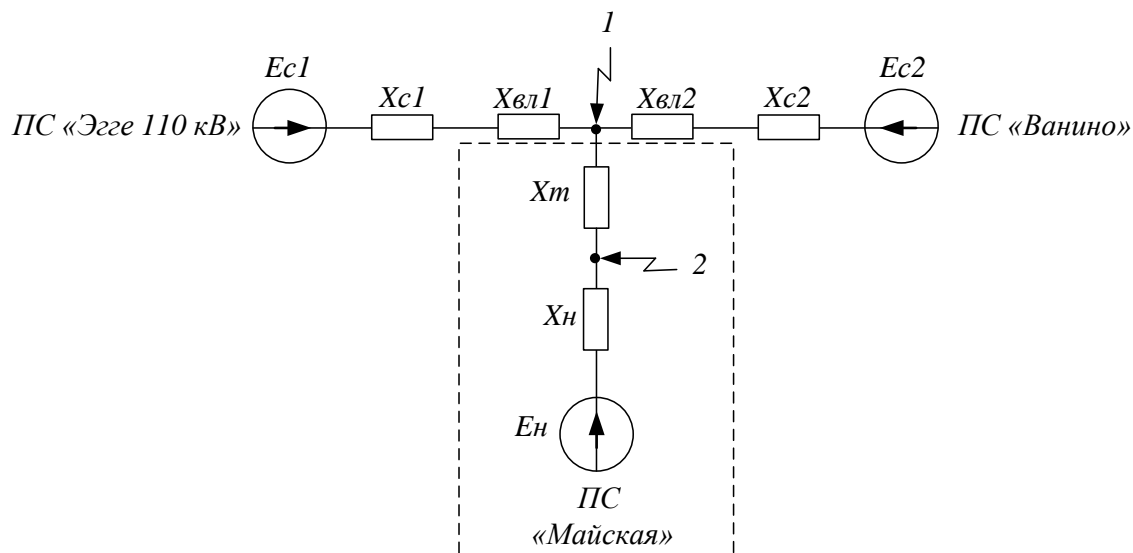


Рисунок 15 - Расчетная схема замещения ПС Майская

Расчет проводим на примере точки №1 (шины 35 кВ ПС Майская), все параметры приводятся к базисной ступени (РУ 35 кВ)

Сопротивление системы, соответственно приведенное к базисной ступени:

$$X_{C1} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K3}} \quad (48)$$

$$X_{C1} = \frac{37^2}{487,05} = 2,81 \text{ (Ом)}$$

$$X_{C2} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K3}} \quad (49)$$

$$X_{C2} = \frac{37^2}{442,19} = 3,09 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление ВЛ («Эгге 110 кВ» - Майская, «Ванино» - Майская):

$$X_{ВЛ1} = X_0 \cdot L1 \quad (50)$$

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 20,53 = 8,21 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ВЛ2} = X_0 \cdot L2 \quad (51)$$

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 19,27 = 7,71 \text{ (Ом)}$$

где  $X_0$  – погонное индуктивное сопротивление ВЛ 35 кВ (Ом/км)

$L$  – длина соответствующего участка воздушной линии (км);

Сопротивление трансформаторов ПС Майская, определяются по формуле (учитывается, что оба трансформатора в работе) (Ом):

$$X_T = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{1}{2} \quad (52)$$

$$X_T = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{37^2}{6,3} \cdot \frac{1}{2} = 8,15 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки определяется по следующей формуле:

$$X_H = \frac{x_{OH} U_{cp}^2}{S_H} \cdot K_{mp}^2 \quad (53)$$

$$X_H = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{5,7^2 + 2,24^2}} \cdot \frac{37^2}{10,5^2} = 78,23 \text{ (Ом)}$$

где  $x_{OH}$  – относительное значение сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.)

$S_H$  – мощность нагрузки, рассчитана ранее (МВА)

$U_{cp}$  – среднее номинальное напряжение со стороны нагрузки (кВ)

$K_{mp}$  – коэффициент трансформации трансформатора

Определяем ЭДС системы как со стороны ПС «Эгге 110 кВ» так и со стороны ПС «Ванино» приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_C = E_{CO} \cdot U_C \quad (54)$$

$$E_C = 1 \cdot 37 = 37 \text{ (кВ)}$$

где  $E_{CO}$  – относительное значение ЭДС энергосистемы (о.е.)

ЭДС обобщенной нагрузки, приведенное к базовой ступени:

$$E_H = E_{HO} \cdot U_C \quad (55)$$

$$E_H = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{37}{10,5} = 31,45 \text{ (кВ)}$$

где  $E_{HO}$  – относительное значение ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Выполним преобразование схемы замещения относительно точки КЗ 1

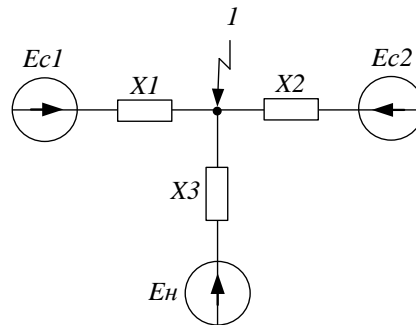


Рисунок 16 – Преобразование схемы замещения

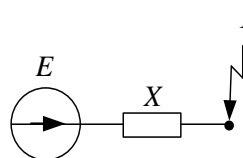


Рисунок 17 – Преобразование схемы замещения до эквивалентной схемы

Проводим расчет сопротивлений и ЭДС:

$$X1 = X_{C1} + X_{BЛ1}$$

$$X1 = 2,81 + 8,21 = 11,02 \text{ (Ом)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{BЛ2}$$

$$X2 = 3,09 + 7,71 = 10,8 \text{ (Ом)}$$

$$X3 = X_H + X_T$$



$$X_3 = 78,23 + 8,15 = 86,38 \text{ (Ом)}$$

Определяем результирующее сопротивление и ЭДС до точки короткого замыкания 1, по следующим формулам:

$$X = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} \quad (56)$$

$$X = \frac{1}{\frac{1}{11,02} + \frac{1}{10,8} + \frac{1}{86,38}} = 5,13 \text{ (Ом)}$$

$$E = X \cdot \left( \frac{E_c}{X_1} + \frac{E_c}{X_2} + \frac{E_H}{X_3} \right) \quad (57)$$

$$E = 5,13 \cdot \left( \frac{37}{11,02} + \frac{37}{10,8} + \frac{31,45}{86,38} \right) = 36,67 \text{ (кВ)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке 1:

$$I_{no} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot X} \quad (58)$$

$$I_{no} = \frac{36,67}{\sqrt{3} \cdot 5,13} = 4,12 \text{ (кА)}$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{oe}}{T_a}} \quad (59)$$

где  $i_a$  – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в точке 1 (кА)

$I_{no}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени в точке 1 (кА)

$T_{ov}$  – собственное время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,1 сек.

$T_a$  – постоянная времени.

Постоянная времени для шин 35 кВ ПС Майская, согласно справочным данным, принимается равной:

$$T_a = 0,03$$

Апериодическая составляющая для точки 1:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 4,12 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,21 \text{ (кА)} \quad (60)$$

Значение ударного тока короткого замыкания для точки 1 определяется по следующей формуле:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (61)$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 4,12 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 10,01 \text{ (кА)} \quad (62)$$

Проводим расчет интеграла Джоуля для точки 1 по следующей формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (T_{ov} + T_a) \quad (63)$$

где  $I_{no}$  - периодическая составляющая тока КЗ для точки 1 (кА);

$t_{отк}$  - максимальное время отключения выключателя с учетом работы резервной защиты (сек);

$T_a$  - постоянная времени в рассматриваемой точке.

$$B_k = 4,12^2 \cdot (3,0 + 0,03) = 51,43 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Проводим так же расчет тока короткого замыкания в точке 2 по аналогичным формулам, при этом все сопротивления и ЭДС приводятся к низкой стороне трансформатора (приводятся к номинальному напряжению 10 кВ).

Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом для всех точек короткого замыкания сведены в таблицу 29:

Таблица 29 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}$ , (кА)	$i_a$ , (кА)	$i_{y0}$ , (кА)	$B_k$ (кА <sup>2</sup> с)
1 (шины 35 кВ)	4,12	0,21	10,01	51,43
2 (шины 10 кВ)	13,8	0,65	33,5	577,03

С использованием полученных данных проводим выбор и проверку оборудования ПС Майская.

## 9 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПС МАЙСКАЯ

### 9.1 Разработка однолинейной схемы ПС Майская

Принятая принципиальная однолинейная схема подстанции Майская согласно принятому типу подключения в виде отпаек представлена на рисунке 18.

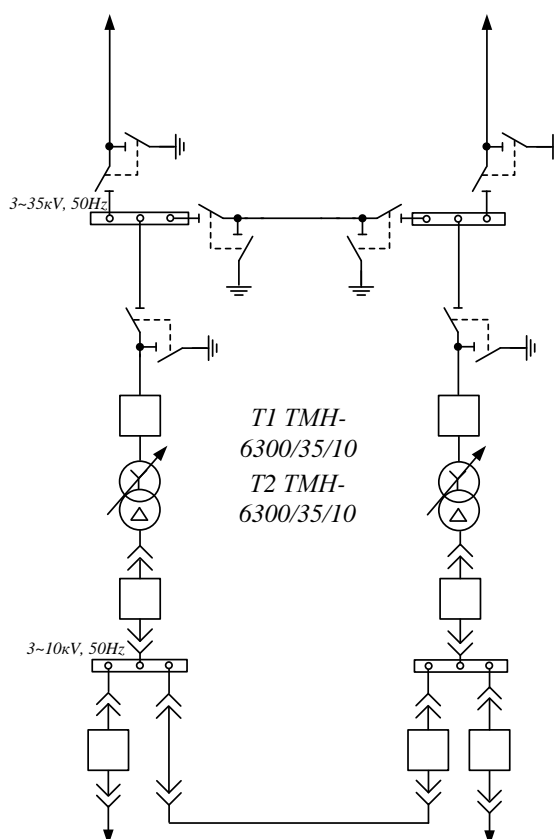


Рисунок 18 – Однолинейная схема подстанции Майская

Распределительное устройство высокого напряжения на подстанции Майская принимаем по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой в цепях линий», оно отвечает всем предъявляемым к нему требованиям по надежности и скорости обслуживания со стороны оперативного персонала, в качестве защитных аппаратов на высокой стороне расположены выключатели напряжением 35 кВ которые предназначены для отключения токов короткого замыкания а также номинальных токов, при выводе в ремонт оборудования, либо при других каких-либо ситуациях. Ремонтная перемычка на

стороне высокого напряжения в нормальном режиме отключена, это необходимо для надежности электроснабжения всех потребителей, при выводе в ремонт любого из трансформаторов либо одной из цепей она включается в работу, тем самым повышает надежность электроснабжения.

Данная схема обладает очень простой конструкцией, минимальным количеством коммутационных аппаратов, а также минимальными капиталовложениями при этом она является довольно надежной.

Со стороны низкого напряжения на данной подстанции принята схема «две секции шин с секционным выключателем» при этом данная схема также обладает очень высокой надежностью обладает, резервированием, то есть при отключении какого-либо трансформатора отключения потребителей не происходит благодаря включению в работу секционного выключателя по средству АВР, вся нагрузка при этом передается на оставшийся в работе трансформатор.

## **9.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС Майская и выбор оптимального**

В данном разделе рассмотрим варианты конструктивного исполнения ПС Майская, при этом следует отметить два основных варианта — первый это открытое распределительное устройство высокого напряжения и распределительное устройство низкого напряжения расположенное в отдельном помещении с использованием выключателей выкатного типа в составе КРУ, второй вариант это полностью закрытая подстанция в которой все оборудование расположено в едином здании включая силовые трансформаторы, рассмотрим достоинства и недостатки каждого типа ПС.

Открытая подстанция применяется в основном если имеется значительная площадь для расположения оборудования, при этом не допускается расположение такого объекта в густонаселенной жилой застройке по условиям экологичности. Стоимость сооружения первого варианта с открытым распределительным устройством ниже, чем второй вариант.

Полностью закрытая подстанция применяется соответственно в густонаселенных жилых районах если нет возможности сместить ее в другое место, применяемое оборудование и строительство значительно большего здания увеличивает стоимость реализации данного объекта по сравнению с первым вариантом. Дополнительно к стоимости второго варианта добавляются затраты на системы пожаротушения силовых трансформаторов и систему их охлаждения.

В данной работе ПС Майская располагается на окраине жилой застройки при этом имеется значительная территория для размещения первого варианта данного объекта с применением открытого распределительного устройства 35 кВ, следовательно, для снижения стоимости реализации данного проекта принимаем первый вариант подстанции.

### 9.3 Выбор выключателей 35 кВ

Определяем максимальный рабочий ток РУ ВН подстанции Майская для выключателей разъединителей QS1, 2 согласно графической части работы (расчетный ток определяется из условия работы двух силовых трансформаторов при питании от одной питающей линии)

$$I_{\text{м}} = \frac{2 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (64)$$

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

$U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{\text{м}} = \frac{2 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 208,11 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для выключателей Q1, 2 и разъединителей QS3, 4, 7, 8, трансформаторов тока ТА1, 2 согласно графической части работы (расчетный ток определяется из условия работы силового трансформатора в утяжеленном режиме)

$$I_m = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (65)$$

$$I_m = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,10 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУ НН для вводных выключателей Q13, 8 согласно графической части работы (расчетный ток определяется из условия работы силового трансформатора в утяжеленном режиме)

$$I_m = \frac{S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (66)$$

$$I_m = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 509,3 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУ НН для секционного выключателя QВ 10 кВ согласно графической части работы (расчетный ток определяется из половины максимального тока вводного выключателя)

$$I_m = \frac{509,3}{2} = 254,65 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУ НН для одного из выключателей отходящего фидера (расчетный ток определяется согласно данным о нагрузке на каждом фидере)

$$I_m = 73,15 \text{ (A)}$$

Принимаем по номинальному току и напряжению вакуумный выключатель марки ВР35НС.

Результаты выбора показаны в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор выключателя 35 кВ Q1, 2

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630$ А	$I_{макс} = 145,10$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5$ кА	$I_{п0} = 4,12$ кА	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31$ кА	$i_{уд} = 10,01$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5$ кА	$I_{пт} = 4,12$ кА	$I_{откл} \geq I_{пт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей	$i_{ан} = 7,9$ кА	$i_a = 0,21$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31$ кА	$i_{уд} = 10,01$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$5000$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 51,43$ кА <sup>2</sup> с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Выключатель прошел проверку

#### 9.4 Выбор и проверка выключателей 10 кВ.

На напряжении 10 кВ для подстанции Майская первоначально принимаем для установки выключатель вакуумные ВРС-10-31,5-630 в комплекте КРУ типа КУ-6С, Результаты выбора показаны в таблице 31.

Таблица 31 – Выбор вводного выключателя 10 кВ Q8, 13

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630$ А	$I_{макс} = 509,3$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{п0} = 13,8$ кА	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128$ кА	$i_{уд} = 33,5$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{пт} = 13,8$ кА	$I_{откл} \geq I_{пт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 0,65$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{уд} = 33,5$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$4800$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 577,03$ кА <sup>2</sup> с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$



Таблица 32 – Выбор секционного выключателя 10 кВ QB

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630$ А	$I_{макс} = 254,65$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{н0} = 13,8$ кА	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128$ кА	$i_{уд} = 33,5$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{нт} = 13,8$ кА	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 0,65$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{уд} = 33,5$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	4800 кА <sup>2</sup> с	$B_K = 577,03$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Таблица 33 – Выбор выключателя присоединения 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630$ А	$I_{макс} = 73,15$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{н0} = 13,8$ кА	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128$ кА	$i_{уд} = 33,5$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{нт} = 13,8$ кА	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 0,65$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{уд} = 33,5$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	4800 кА <sup>2</sup> с	$B_K = 577,03$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

### 9.5 Выбор и проверка 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 34.

Таблица 34 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ QS1, 2

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	$I_{макс} = 208,11$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63$ кА	$i_{уд} = 33,5$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$1875$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 51,43$ кА <sup>2</sup> с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Разъединитель прошел проверку

Таблица 35 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ QS3, 4, 7, 8

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	$I_{макс} = 145,1$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63$ кА	$i_{уд} = 10,01$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$1875$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 51,43$ кА <sup>2</sup> с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Разъединитель прошел проверку

## 9.6 Выбор и проверка трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка ТТ:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (67)$$

Сопротивление контактов  $r_k = 0,1$  Ом. Сопротивление проводов:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (68)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Сопротивление проводов (для 35 и 10 кВ):

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

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (69)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток

Принимаем измерительный комплекс Меркурий 201.8.

Расчет нагрузки 35, 10 кВ приведен в таблице 36.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и вводных выключателей 10 кВ подстанции Майская

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

Сопротивление приборов:

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 10 кВ):

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}$$

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

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III. Сравнение параметров приведено в таблице 37.

Таблица 37 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ ТА1, 2

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 150$ А	$I_{макс} = 145,1$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125$ кА	$i_{уд} = 10,01$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 51,43$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	30 Ом	0,59 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформатор тока прошел проверку

Принимаем трансформатор тока 10 кВ типа ТПЛК-10/600 для установки в ячейки вводных выключателей Q8, 13. Сравнение параметров приведено в таблице 38.

Таблица 38 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 600$ А	$I_{макс} = 509,3$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140$ кА	$i_{уд} = 33,5$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	58800 кА <sup>2</sup> с	$B_K = 577,03$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,59 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Проводим выбор трансформаторов тока для секционного выключателя

Таблица 39 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока секционного выключателя 10 кВ подстанции Майская

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

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

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

Принимаем трансформатор тока 10 кВ для секционного выключателя типа ТПЛК-10/300 . Сравнение параметров приведено в таблице 40.

Таблица 40 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 254,65 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 140 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость	$58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 577,03 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Проводим выбор трансформаторов тока для присоединения 10 кВ

Таблица 41 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока присоединения 10 кВ подстанции Майская

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

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

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

Принимаем трансформатор тока 10 кВ для выключателя присоединения типа ТПЛК-10/75. Сравнение параметров приведено в таблице 42.

Таблица 42 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 75 \text{ А}$	$I_{макс} = 73,15 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 577,03 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

### 9.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают по нагрузке:

$$S_{2ном} \geq S_2$$

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

$S_2$  - нагрузка приборов.

Выбираем трансформатор напряжения на ОРУ 35 кВ.

Данные по нагрузке представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ подстанции Майская

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	4	2
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	4	4
Счетчик РЭ			
Варметр	СК3021-1	4	1,5
Ваттметр	СК3021-1	4	1,5
Сумма			36

Принимаем НАМИ 35 УХЛ1.

Проводим проверку, данные приведены в таблице 44.

Таблица 44 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 36 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

ТН прошел проверку

Выбираем ТН 10 кВ типа НАМИ 10 УХЛ1.

Данные по нагрузке представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	4	2
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	16	4
Счетчик РЭ			
Сумма			72

Таблица 46 – Проверка выбранных трансформаторов напряжения 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 72 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

ТН прошел проверку

### 9.8 Выбор гибких шин

Для РУ 35 кВ применяем провода АС-90/16 мм<sup>2</sup> так же как и отходящая линия. Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется. Расчетный ток ВН составляет 208,11 А, при этом длительно допустимый для провода АС 90/16 составляет 330,0 А, следовательно шины проходят проверку.

### 9.9 Выбор и проверка жестких шин

Проводим выбор жестких шин марки АДО на стороне низкого напряжения подстанции Майская. Максимальный рабочий ток составляет 346,51 А.

Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами  $50 \times 5$  мм ( $2,5 \text{ см}^2$ ), длительно допустимый 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:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \cdot 1000 \quad (70)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{577,03}}{91} \cdot 1000 = 0,26 \text{ (см}^2\text{)}$$

где  $B_k$  – тепловой импульс.

$C$  - коэффициент для алюминия.

Проводим расчет теплового импульса

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (T_{ог} + T_a) \quad (71)$$

где  $I_{no}$  - периодическая составляющая тока КЗ для шин НН (кА);

$t_{отк}$  - максимальное время отключения выключателя с учетом работы резервной защиты (сек);

$T_a$  - постоянная времени в рассматриваемой точке.

$$B_k = 13,8^2 \cdot (3,0 + 0,03) = 577,03 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{577,03}}{91} \cdot 1000 = 0,26 \text{ (см}^2\text{)}$$

Проверка механической прочности

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (72)$$



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

где  $J$  – момент инерции шины ( $\text{см}^3 \times \text{см}$ ).  
 $q$  - сечение проводника ( $\text{см}^2$ )

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \tag{73}$$

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

Наибольшее усилие:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \tag{74}$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{33500^2}{0,4} = 54,41 \text{ (Н/м)}$$

где  $i_{y0}$  – ударный ток короткого замыкания (А).  
 $a$  - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент инерции:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \tag{75}$$

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

Механическое напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \tag{76}$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{33500^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 28,7 \text{ (МПа)}$$

где  $i_{y0}$  - ударный ток КЗ на шинах 10 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.

### 9.10 Выбор и проверка опорных изоляторов 10 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:

$$U_{ном} \geq U_{номсети} \quad (77)$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч} \quad (78)$$

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

$F_{расч}$  - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия, воздействующего на опорные изоляторы в РУ 10 кВ подстанции Майская, при горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (79)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{33500^2 \cdot 1,1}{0,3} \cdot 10^{-7} = 59,85 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению опорный изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 59,85$$

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

### 9.11. Выбор трансформатора собственных нужд

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 47 приведены мощности нагрузки электроприемников на подстанции Майская.

Таблица 47 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Тип потребителя	Расчетная мощность потребителей (кВА)
1	2
Электродвигатели завода включающих пружин В-35 кВ	1,38×2
Обогрев приводов выключателей В-35 кВ	1,6×2
Электродвигатели завода включающих пружин В-10 кВ	0,33×15
Обогрев РУ 10 кВ	8,0
Освещение коридора РУ 10 кВ	0,8
Освещение ячеек РУ 10 кВ	0,8
Освещение РУ 35кВ	2,0
Цепи сигнализации	0,1
Расчетная полная мощность потребителей	22,61

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд подстанции Майская:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3} \quad (80)$$

$$S_p = \frac{22,61}{2 \cdot 0,7} = 16,15 \text{ (кВА)}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 25/10 номинальной мощностью 25 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

### 9.12 Выбор ОПН 35 кВ

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 48.

Таблица 48 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ 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.

### 9.13 Выбор ОПН 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 49.

Таблица 49 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение фазное	$U_{ном} = 5,77$ кВ	$U_{номсети} = 5,77$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее фазное напряжение $U_{нр}$ (кВ)	6,58	6,27	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

### 9.14 Оперативный ток

В качестве рода тока принимаем переменный промышленной частоты, при этом источником питания служат трансформаторы собственных нужд. Выключатели 35 кВ имеют встроенные выпрямители для преобразования переменного тока в постоянный, при этом выключатели 10 кВ имеют привод в виде электродвигателей завода пружин на переменном токе, цепи сигнализации так же питаются переменным током.

## 10 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС МАЙСКАЯ

В качестве защит, устанавливаемых на трансформаторах ПС Майская принимаем следующие:

Дифференциальная поперечная защита – основная защита от однофазных и многофазных коротких замыканий как внутри трансформатора, так и на его выводах

Газовая защита – основная защита от однофазных и многофазных коротких замыканий внутри трансформатора

Максимальная токовая защита – резервная защита многофазных коротких замыканий как внутри трансформатора, так и на его выводах

Защита от перегрузки – защита, предупреждающая перегрузку трансформатора свыше номинального тока.

Рассмотрим расчет и выбор уставок указанных защит.

### 10.1 Дифференциальная защита

Все защиты трансформаторов ПС Майская организуем на базе микропроцессорного терминала ЭКРА 247

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ с учетом условия:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \quad (81)$$

где  $I_{ТТН}$  – номинальный ток I стороны трансформатора, А. Принимаем ближайшее наибольшее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ  $K_{ТА}$ .

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме:

$$I_{2ПТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (82)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{OTC} \cdot I_{HBP} \quad (83)$$

$$I_{HBP} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (84)$$

где  $K_{OTC}$  – коэффициент отстройки,  $K_{OTC} = 1,1$ ;

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

$\varepsilon$  – полная относительная погрешность ТТ,  $\varepsilon = 0,1$  о.е.;

$\Delta U_{РЕГ}$  – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора,  $\Delta U_{РЕГ} = 0,02$  о.е.;

$\Delta f_{ВЫР}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч,  $\Delta f_{ВЫР} = 0,02$  о.е.

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНм}}{I_{ТНОМi}} \quad (85)$$

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

$K_{10}$  – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{OTC} \cdot I_{HBP} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (86)$$

Для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы, принимают  $I_{СКВ} = 3$ ,

$K_{ПЕР} = 1,5$ ,  $K_{ПЕР} = 2,5$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{dmin}}{K_{T1}} \quad (87)$$

Значения  $I_{d\min}^*$  и  $K_{T1}$  при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта защиты.

Выбираем трансформаторы тока:

$$I_{BH} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 37} = 98,31 \text{ (A)}$$

$$I_{HH} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,41 \text{ (A)}$$

$$I_{2BH} = \frac{98,31}{150} \cdot 5 = 3,6 \text{ (A)}$$

$$I_{2HH} = \frac{346,41}{400} \cdot 5 = 4,32 \text{ (A)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

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

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

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (88)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

## 10.2 Газовая защита

В данном разделе выбираем газовое реле для силового трансформатора номинальной мощностью 6300 кВА на подстанции Майская, данная защита используется только на трансформаторах, имеющих масляное охлаждение т.е. основной и расширительный бак.

Данная защита является очень чувствительной при повреждениях внутри трансформатора в частности на обмотках при различного рода коротких замыканиях в том числе и витковых коротких замыканиях с возникновением электрической дуги либо значительным нагревом элементов.

При этом в районе где происходит дуговое замыкание производится разложение масла на составляющие, при значительном газообразовании и повреждении элементов. Расширяющиеся газы создают высокое давление, под действием которого они начинают движение в сторону расширителя.

Образование газов внутри корпуса трансформатора является очень опасным так как может привести к разгерметизации и повреждению трансформатора с разливом масла и его последующим возгоранием, данный факт может привести к значительным экономическим и техническим потерям.

Для исключения данной ситуации между основным баком трансформатора и расширителем устанавливается газовое реле, через которое проходят эти газы, движение потока масла и газа задействует его чувствительные элементы, в частности лопатки и происходит замыкание контактов с отключением трансформатора от сети. Работа газовой защиты является очень быстрой и оборудование не успевает получить значительные повреждения. Следует отметить то что после отключения трансформатора следует взводить отсечной клапан, который разделяет основной бак трансформатора от расширителя.

В качестве газового реле применяем реле РГЧЗ для трансформаторов ПС Майская

### **10.3 Защита от перегрузки**

Ток срабатывания защиты от перегрузки на ПС Майская с действием на отключение определяется следующим образом:

$$I_{C3} = \frac{k_{omc}}{k_g} \cdot I_{номВН} \quad (89)$$

$$I_{C3T1} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 98,31 = 129,03 \text{ (A)}$$



где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки принятого типа реле.

$k_{\sigma}$  – коэффициент возврата принятого типа реле

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{129,03}{(150/5)} = 4,3 \text{ (A)}$$

#### 10.4 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах 35 кВ ПС Майская.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ трансформаторов ПС Майская [18]:

$$I_{CЗ} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_{\sigma}} \cdot I_{номВН} \quad (90)$$

$$I_{CЗТ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 98,03 = 220,56 \text{ (A)}$$

где  $k_i$  – коэффициент надежности;

$k_{сам}$  – коэффициент само запуска;

$$k_u = \frac{I^{(3)}_к}{I_{CЗ}} \quad (91)$$

$$k_u = \frac{13,8 \cdot 10^3 \cdot (10,5 / 35)}{220,56} = 5,6$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{220,56}{(150/5)} = 7,33 \text{ (A)}$$

## 11 МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ МАЙСКАЯ

Молниезащита это комплекс специальных устройств которые должны обеспечивать безопасность людей и охраны зданий и сооружений оборудования, материальных ценностей от возможных взрывов возгораний возникающих при воздействии грозových перенапряжений.

Расчет молниезащиты поводится по следующим формулам:

Эффективная высота отдельно стоящего молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (92)$$

Эффективная высота молниеотвода в данном случае:

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

Половина ширины внешней зоны (радиус зоны на уровне земли):

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (93)$$

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

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (на примере М1-М2):

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (94)$$

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

где  $L$  - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта-портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (95)$$

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:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) \tag{96}$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта.

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

Подробная схема молниезащиты показана в графической части работы.

## 12 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ МАЙСКАЯ

Основные размеры подстанции Майская необходимые для выполнения расчетов сети заземления это длина и ширина территории  $44,5 \times 36$  (м)

Определяем площадь контура заземления подстанции:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) \quad (97)$$

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

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

Сечение вертикальных электродов рассчитывается как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (98)$$

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

Проверка сечения на термическую стойкость электродов:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (99)$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{33,15^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

где -  $I_M$  - максимальный ток короткого замыкания РУ (кА)

$T$  - предельное время работы защиты выключателя (сек)

$\beta$  - справочный коэффициент термической стойкости.

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

Проверка сечения по коррозионной стойкости выполняется как:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (100)$$

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

где -  $a_k, b_k, c_k, d_k$  - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (101)$$

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

Принимаем изначально расстояние между полосами  $l_{mn} = 5$  (м)

Общая длина полос в сетке определяется как:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{mn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{mn}}(A+3) \quad (102)$$

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

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (103)$$

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

Принимаем число ячеек:  $m = 11$

Длина стороны ячейки.

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (104)$$

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

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) \quad (105)$$

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

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} \quad (106)$$

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74$$

Принимаем:  $n_g = 15$

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

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для рассматриваемой схемы заземления:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) \quad (107)$$

$$R_C = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,44 \text{ (Ом)}$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (108)$$

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(50 + 320) \cdot (33,5 + 45)}} = 1,64$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H \quad (109)$$

$$R_H = 0,44 \cdot 1,64 = 0,61 \text{ (Ом)}$$

При расчете значение сопротивления получилось менее допустимого 4 Ом

## 13 АВТОМАТИКА ПРИМЕНЯЕМАЯ НА ПОДСТАНЦИИ МАЙСКАЯ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены следующие виды автоматики: АВР, АЧР.

### 13.1 АВР

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ подстанции Зейская 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, перекося 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 подстанции Зейская принимаем устройство АВР на стороне 10 кВ, а так же принимаем автоматику восстановления нормального режима ВНР, т.е. при появлении стабильного напряжения на рабочем вводе она переводит питание секции на основное питание.

### **13.2 АЧР**

АЧР - один из методов противоаварийной автоматики, направленный на повышение надежности работы электроэнергетической системы путём предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

На ПС Зейская применяется устройство АЧР рассмотрим его подробно, устройства АЧР срабатывают при понижении частоты ниже 49 Гц, продолжительность работы электрической системы составляет не больше 40 с. При менее 47 Гц – 10 с., меньше 46 Гц нельзя допустить, так при этом значении происходит явление «лавины напряжения», при котором происходит сбрасывание электростанцией нагрузки. «Лавина напряжения» способствует повышенному потреблению реактивной мощности что ведет к еще большим осложнениям в системе энергоснабжения.

Пониженная частота может вызвать механический резонанс проточной части турбины, влекущий механические повреждения лопаток турбины. Снижение частоты влечет снижение скорости вращения асинхронного двигателя и понижение производительности нагрузки, относящейся к собственному потреблению электростанции и питательных электронасосов, что чревато понижением мощности паровых турбин и влечет полное погашение системы. Это действие называется «лавиной частоты», за ней обычно следует появление «лавины напряжения». При понижении уровня частоты снижается подача давления масла маслонасосом к турбине электростанции, это приводит к посадке стопорных клапанов в аварийном режиме и отключению агрегата. Изменения параметров частоты всего на 0,2 Гц может способствовать неравномерному и неэкономичному распределению нагрузок агрегатов со статическими характеристиками регулирования. Изменение частоты может привести к непостоянной скорости работы электроприводов механизмов, что может вызвать появление брака производимых деталей. Аварийная частотная разгрузка является единственным средством поддержания частоты энергосистемы в разрешенных пределах при регулировании отключением потребителей, этот процесс происходит в случае отсутствия восстановления частоты путем применения нормальных средств регулирования частоты. Неравномерность АЧР, риски возникающие в результате снижения частоты очень важно предотвратить так, как это ведет к длительному процессу восстановления нормированного значения частоты и восстановлению рабочего состояния потребителей, а также появление лишних операций по включению и отключению коммутирующих аппаратов электроприемников, снижает надежную работу энергосистемы электроснабжения.

## 14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 14.1 Безопасность

В данной работе рассматривается проектирование трансформаторной подстанции 35/10 кВ Майская в Хабаровском крае, предполагается установка современного оборудования включая комплектные распределительные устройства, силовые трансформаторы, так же в работе рассматривается вопрос подключения данной ПС к системе внешнего электроснабжения.

#### *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».

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 это расстояния до токоведущих частей меньше допустимых значений, то данная работа должна выполняться с соответствующим отключением электрооборудования.

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 заблокированы 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 для анализа.

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.

#### *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 обязательно 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.

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.

#### **14.2 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.

### *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.

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.

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 земляных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

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.

##### *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.

#### *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.

На подстанции Майская устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 10000/35/10 с размерами (м) 4,41×2,75×4,5 и массой масла 6,2 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м (при массе масла от 2 до 10 тонн) [20].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [7].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [20].

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

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. На рисунке 19 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

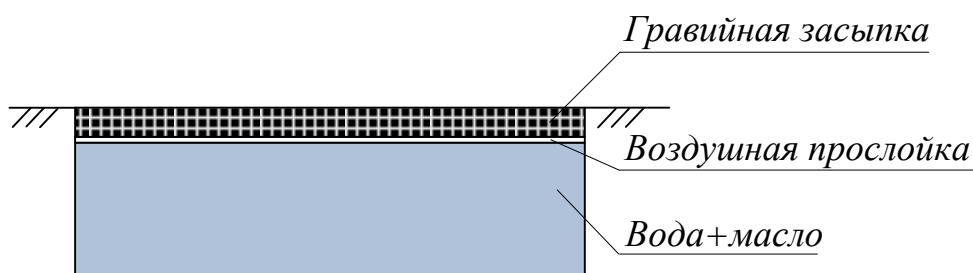


Рисунок 29 – Маслоприемник трансформатора

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [7]:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (110)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 6,2 тонны.

$\rho$  – плотность масла 0,88 (т/м<sup>3</sup>)

$$V_{\text{трм}} = \frac{6,2}{0,88} = 7,05 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [7]:

$$S_{\text{мп}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (111)$$

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

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{\text{мп}} = (4,41 + 2 \cdot 1) \cdot (2,75 + 2 \cdot 1) = 30,45 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [7]:

$$S_{\delta n} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (112)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

$$S_{\delta n} = (4,41 + 2,75) \cdot 2 \cdot 4,5 = 64,44 \text{ (м}^2\text{)}$$

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 [7]:

$$V_{H2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\delta n}) \cdot 10^{-3} \quad (113)$$

$$V_{H2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (30,45 + 64,44) \cdot 10^{-3} = 34,16 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [7]:

$$V_{mmH2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H2O} \quad (114)$$

$$V_{mmH2O} = 7,05 + 0,8 \cdot 34,16 = 34,38 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости  $V_{mmH2O}$

:

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH2O}}{S_{mn}} \quad (115)$$

$$H_{mn} = \frac{34,38}{30,45} = 1,13 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [20]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [20]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [20]:

$$H_{nmp} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (116)$$

$$H_{nmp} = 1,13 + 0,05 + 0,25 = 1,43 \text{ (м)}$$

### 14.3 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.

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,

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.

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 представленной работе был разработан один из вариантов развития Хабаровских электрических сетей при выводе из эксплуатации «Майской ГРЭС». В работе был рассмотрен вариант подключения вновь вводимой ПС Майская 35/10 кВ к системе внешнего электроснабжения, выбрано основное оборудование в частности воздушная линия электропередачи, распределительные устройства, силовые трансформаторы, а также все вспомогательное оборудование включая устройства компенсации реактивной мощности устройства защиты и автоматики. В разделе безопасности жизнедеятельности рассмотрены аспекты безопасной эксплуатации электротехнического оборудования, так же выполнены необходимые экономические расчеты.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Волог-да: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.
- 2 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2018. - 192 с.
- 3 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учеб-ник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. - 48 с.
- 4 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, НИЦ Инфра-М, 2012. - 416 с.
- 5 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатом-издат, 2006.
- 6 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 7 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. - 90 с.
- 8 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 9 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.
- 10 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование органи-заций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2017. - 272 с.



11 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: Кно-Рус, 2015. - 192 с.

12 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.

13 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2016. - 160 с.

14 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жи-лин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.

15 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. - РнД: Феникс, 2018. - 382 с.

16 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования / Б.И. Кудрин. - М.: ИЦ Академия, 2012. - 352 с.

17 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

18 Лыкин А.В. Распределительные электрические сети. М.: Нововибирский государственный технический университет, 2018.

19 Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.:Инфа-Инженерия, 2020.

20 Ополева, Г.Н. Электроснабжение промыш.предприятий и городов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.

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

22 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

23 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

- 24 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.
- 25 Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики : учебное пособие / В.Я. Ушаков. - Томск : Изд-во ТПУ, 2014. - 447 с.
- 26 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 27 Энергоэффективное электрическое освещение : учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова и др. ; под ред. Л.П. Варфо-ломеева. - Москва : Изд-во МЭИ, 2013. - 288 с.
- 28 Энергоэффективность в России: скрытый резерв. - Москва : ЦЭНЭФ, 2007.- 162 с.
- 29 <https://ru.wikipedia.org>
- 30 Данные преддипломной практики

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Результаты расчета нагрузок

Номер ТП	Кол-во тр-ров (шт.)	Номинальная мощность (кВА)	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (кВА)	$S_{P0,4}$ (кВА)
11	1	400	325,86	102,46	341,59
12	1	250	140,49	44,16	147,27
13	1	250	168,59	53,00	176,73
14	2	160	147,14	46,25	154,23
15	1	400	304,84	95,85	319,55
16	1	250	209,45	65,86	219,57
17	2	400	418,91	131,71	439,13
17/1	1	250	161,78	50,86	169,58
19	1	250	137,94	43,37	144,60
20	1	400	228,87	71,96	239,91
21	1	250	222,23	69,87	232,95
22	1	250	148,16	46,58	155,31
23	1	630	302,54	95,12	317,13
30	1	250	125,17	39,34	131,20
31	2	400	454,67	142,95	476,62
32	1	100	69,48	21,85	72,83
33	1	250	148,16	46,58	155,31
34	1	400	192,09	60,40	201,36
35	1	250	137,94	43,37	144,60
36	1	250	143,04	44,97	149,95
36/1	2	630	686,61	215,87	719,74
36/2	1	160	90,45	28,39	94,81
41	1	250	148,16	46,58	155,31
44	1	400	188,00	59,10	197,07
51	1	250	227,35	71,47	238,31
52	2	400	470,00	147,77	492,68
53	2	400	220,69	69,39	231,35
56	1	400	352,80	110,92	369,83
80	1	250	235,49	74,03	246,85
83	1	400	363,73	114,37	381,29
84	1	630	360,47	113,34	377,86
84/1	1	400	192,09	60,40	201,36
90	1	250	102,18	32,12	107,10
95	1	250	228,80	71,93	239,84
Сумма			8388,17	2637,22	8792,98

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Потери в трансформаторах и расчетная мощность нагрузки на стороне ВН ТП

Наим. ТП	$K_{зф}$	$K_{на}$	Потери в трансформаторах			Расчетная нагрузка узла		
			$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (квар)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{расчВН}$ (кВт)	$Q_{расчВН}$ (квар)	$S_{расчВН}$ (кВА)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	0,85		3,38	35,87	36,03	329,24	138,32	377,61
12	0,59		1,46	15,46	15,53	141,95	59,63	162,81
13	0,71		1,75	18,56	18,64	170,34	71,56	195,36
14	0,48	0,96	1,53	16,19	16,27	148,66	62,45	170,50
15	0,80		3,16	33,55	33,70	308,00	129,40	353,26
16	0,88		2,17	23,05	23,16	211,63	88,91	242,72
17	0,55	1,1	4,35	46,11	46,31	423,26	177,82	485,44
17/1	0,68		1,68	17,81	17,89	163,46	68,67	187,47
19	0,58		1,43	15,18	15,25	139,37	58,55	159,85
20	0,60		2,38	25,19	25,30	231,24	97,15	265,22
21	0,93		2,31	24,46	24,57	224,54	94,33	257,52
22	0,62		1,54	16,31	16,38	149,69	62,89	171,68
23	0,50		3,14	33,30	33,45	305,68	128,42	350,58
30	0,52		1,30	13,78	13,84	126,47	53,12	145,03
31	0,60	1,19	4,72	50,04	50,27	459,39	192,99	526,88
32	0,73		0,72	7,65	7,68	70,20	29,50	80,51
33	0,62		1,54	16,31	16,38	149,69	62,89	171,68
34	0,50		1,99	21,14	21,24	194,08	81,54	222,59
35	0,58		1,43	15,18	15,25	139,37	58,55	159,85
36	0,60		1,48	15,74	15,81	144,53	60,72	165,77
36/1	0,57	1,14	7,13	75,57	75,91	693,73	291,44	795,65
36/2	0,59		0,94	9,49	9,54	91,39	37,88	104,35
41	0,62		1,54	16,31	16,38	149,69	62,89	171,68
44	0,49		1,95	20,69	20,78	189,95	79,80	217,86
51	0,95		2,36	25,02	25,13	229,71	96,50	263,44
52	0,62	1,23	4,88	51,73	51,96	474,88	199,50	544,64
53	0,29	0,58	2,29	24,29	24,40	222,98	93,69	255,75
56	0,92		3,66	38,83	39,00	356,46	149,76	408,83
80	0,99		2,44	25,92	26,03	237,93	99,95	272,88
83	0,95		3,77	40,04	40,21	367,51	154,40	421,50
84	0,60		3,74	39,68	39,85	364,21	153,01	417,72
84/1	0,50		1,99	21,14	21,24	194,08	81,54	222,59
90	0,43		1,06	11,25	11,30	103,24	43,37	118,40
95	0,96		2,37	25,18	25,29	231,17	97,12	265,13

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Прогнозные значения нагрузок

Наименование ПС	$P_{np}$ (МВт)	$Q_{np}$ (Мвар)	$S_{np}$ (МВА)
Майская	6,94	2,91	7,97
РП-1	0,63	0,35	0,72
РП-4	7,49	4,23	8,60
Лесозаводская	6,08	3,43	6,98
Эгге	2,32	1,31	2,66
Центральная	9,97	5,63	11,45
Кислородная	6,37	3,60	7,32
Южная	2,50	1,41	2,87
Городская	4,15	1,54	4,58
Тишкино	2,0	0,49	2,12