

**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

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения сельскохозяйственных потребителей с центром питания ПС «Иман», включающей ПС «Новопокровка», «Роцино», «Лукьяновка» в Приморском крае

Исполнитель

студент группы 942-об3

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

С.Е. Запорожский

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

ст. преподаватель

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Запорожского Сергея Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы внешнего электроснабжения сельскохозяйственных потребителей с центром питания ПС «Иман», включающей ПС «Новопокровка», «Роцино», «Лукьяновка» в Приморском крае

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794 – уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 27.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Расчет электрических нагрузок и анализ режимной ситуации. 3. Разработка схемы внешнего электроснабжения. 4. Реконструкция ПС 110 кВ Новопокровка. 5. Организация заземления и молниезащиты ПС при реконструкции. 6. Релейная защита и автоматика 7. Организация измерения и учета электроэнергии, телемеханизация ПС. 8. Расчет экономической эффективности. 9. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Схема района реконструкции. 2. Варианты реконструкции 3. Схема принципиальная электрическая. 4. План ПС 110 кВ Новопокровка. 5. Молниезащита ПС 110 кВ Новопокровка 6. Заземление ПС 110 кВ Новопокровка. 7. Релейная защита трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Новопокровка

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Наталья Викторовна Савина, Зав. кафедрой, доктор. тех. наук, профессор

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

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

(подпись студента)

## НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей выпускной квалификационной работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия;

ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия;

ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 «Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей»;

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-22:2003) Группа П32. Национальный стандарт Российской Федерации. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования Часть 22. Статические счетчики активной энергии. Классов точности 0,2S и 0,5S;

- СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» г. Москва, 2006 г.;

- СТО 56947007-29.240.30.010-2009 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 159 с., 18 рисунков, 46 таблиц, 31 источник, 1 приложение.

ПОДСТАНЦИЯ, КЛИМАТ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, УРОВЕНЬ ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА.

Тема ВКР актуальна тем, что развитие сельскохозяйственного производства всё в большей мере базируется на современных технологиях, широко использующих электрическую энергию, в связи с этим возросли требования к надёжности электроснабжения сельскохозяйственных объектов, к её экономному использованию и рациональному расходованию материальных ресурсов при сооружении систем электроснабжения.

Целью работы является разработка оптимального варианта реконструкции системы внешнего электроснабжения сельскохозяйственных потребителей в Приморском крае в связи с техническим устареванием существующей сети внешнего электроснабжения данного района.

Полученным результатом является реконструированная система внешнего электроснабжения, отвечающая современным требованиям и обеспечивающая надежное электроснабжение потребителей сельскохозяйственного района Приморского края.

Практическая значимость заключается в выборе оптимального варианта реконструкции, основанном на типовых методах проектирования.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Характеристика района реконструкции	11
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района	11
1.2 Общая характеристика потребителей	12
1.3 Краткая характеристика сельскохозяйственных потребителей	13
1.4 Анализ существующей системы электроснабжения рассматриваемого района	14
2 Расчет электрических нагрузок и анализ режимной ситуации	19
2.1 Анализ режимной ситуации схемы электроснабжения рассматриваемого района реконструкции электрической сети	19
2.1 Расчет электрических нагрузок с учётом прогноза	33
2.2 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей	35
2.3 Компенсация реактивной мощности	36
3 Разработка схемы внешнего электроснабжения	38
3.1 Разработка вариантов конфигурации схем внешнего электроснабжения	38
3.2 Технический анализ конкурентных вариантов	46
3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов	48
3.4 Выбор варианта сети	50
3.5 Конструктивное исполнение питающих линий и их прокладка	54
3.6 Проверка провода	56
3.7 Описание линейной схемы ВОЛС по ВЛ 110 кВ Иман - Новопокровка	57
3.8 Защита провода и грозотроса от вибрации	58
3.9 Сведения о транспозиции фаз на ВЛ	58
4 Реконструкция ПС 110 кВ Новопокровка	59

4.1	Расчет токов короткого замыкания	59
4.2	Выбор и проверка выключателей 110 кВ	65
4.3	Выбор и проверка разъединителей 110 кВ	68
4.4	Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ	70
4.5	Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ	75
4.6	Выбор и проверка КРУН 35 кВ	77
4.7	Выбор и проверка КРУН 10 кВ	78
4.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	80
4.9	Решения по организации оперативного постоянного тока	82
4.10	Выбор и расстановка оборудования ПС	85
5	Организация заземления и молниезащиты ПС при реконструкции	86
5.1	Заземление подстанции	86
5.2	Молниезащита ПС	92
5.3	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	95
6	Релейная защита и автоматика	104
6.1	Основные положения	104
6.2	Релейная защита и автоматика	106
6.3	Управление, сигнализация, измерения	109
6.4	Условия регистрации аварийной информации	110
6.5	Расчет уставок защит трансформатора	112
7	Организация измерения и учета электроэнергии, телемеханизация ПС	115
7.1	Назначение	115
7.2	Структура системы, перечень подсистем	115
7.3	Средства связи для информационного обмена между компонентами подсистемы	116
7.4	Питание системы АИИС КУЭ	116
7.5	Размещение оборудования	

**Ошибка! Закладка не определена.**

7.6	Основные технические решения	117
7.7	Требования к электропитанию системы телемеханики и оперативной блокировки	119
7.8	Функции, выполняемые системой телемеханики	119
7.9	Функции оперативной блокировки	121
7.10	Требования к информационному обмену технологической информацией с высшими уровнями оперативно-диспетчерского управления	121
7.11	Метрологическое обеспечение	122
7.12	Требования к погрешности измерений	122
8	Оценка надежности ПС	
	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>	
8.1	Общие положения	
	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>	
8.2	Расчет надежности ПС	
	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>	
9	Расчет экономической эффективности	125
9.1	Капитальные затраты в сооружение ПС	125
9.2	Расчет амортизационных отчислений	127
9.3	Расчет эксплуатационных затрат	127
9.4	Оценка экономической эффективности проекта	128
10	Безопасность и экологичность	133
10.1	Безопасность	133
10.2	Экологичность	141
10.3	Пожарная безопасность	145
	Заключение	154
	Библиографический список	156

## ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей выпускной квалификационной работе применяют следующие термины с соответствующими определениями:

АВР – автоматический ввод резерва;

АИСКУЭ – автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АУВ – автоматика управления выключателем;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд.



## ВВЕДЕНИЕ

Развитие сельскохозяйственного производства всё в большей мере базируется на современных технологиях, широко использующих электрическую энергию. В связи с этим возросли требования к надёжности электроснабжения сельскохозяйственных объектов, к качеству электрической энергии, к её экономному использованию и рациональному расходованию материальных ресурсов при сооружении систем электроснабжения.

Целью ВКР является приобретение навыков при расчете внешнего электроснабжения сельскохозяйственного района.

Актуальность темы состоит в том, что бурное развитие сектора сельского хозяйства в Приморском крае ознаменовало период ввода новых и реконструкции существующих мощностей в электро-промышленном комплексе Дальнего востока, при этом, в связи с высоким процентом износа существующих ВЛ и ПС 110 кВ Красноармейского района Приморского края присутствуют риски для осуществления бесперебойного электроснабжения потребителей рассматриваемого района.

Выполнение требуемых стандартов качества электроэнергии, а также надёжности и экономичности электроснабжения - приоритетные задачи электроснабжения сельскохозяйственных районов, следовательно тема носит актуальный характер.

Таким образом, для достижения намеченной цели были поставлены следующие задачи:

- 1) Произвести анализ существующей системы электроснабжения рассматриваемого района и принять направление перспективной реконструкции;
- 2) Осуществить расчет электрических нагрузок района проектирования;
- 3) Произвести реконструкцию электрической сети 110 кВ с учетом современных требований;

- 4) Осуществить реконструкцию подстанции 110 кВ и осуществить выбор оборудования на ней;
- 5) Дать технико-экономическую оценку проекта;
- 6) Рассмотреть вопросы безопасности, экологичности и чрезвычайных ситуаций при проведении работ.

Основная часть выпускной квалификационной работы состоит из следующих разделов:

- Характеристика района проектирования;
- Расчет электрических нагрузок и анализ режимной ситуации;
- Разработка схемы внешнего электроснабжения;
- Реконструкция ПС 110 кВ Новопокровка;
- Организация заземления и молниезащиты ПС при реконструкции;
- Релейная защита и автоматика;
- Организация измерения и учета электроэнергии, телемеханизация ПС;
- Расчет экономической эффективности;
- Безопасность и экологичность.

Итогом ВКР должна являться реконструированная система внешнего электроснабжения сельскохозяйственных потребителей с центром питания ПС «Иман», включающей ПС «Новопокровка», «Рощино», «Лукьяновка» в Красноармейского районе Приморского края. И как итог в настоящей ВКР представлен разработанный план внешнего электроснабжения. Данный вариант электроснабжения позволит осуществить бесперебойное снабжение.

При выполнении выпускной квалификационной работы были использованы лицензионные и свободно распространяемые программные средства: Windows 10, Microsoft Office 2019, MathType 6.3, MathCad 15.0, ПВК RastrWin3.

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена из 7 листов формата А1.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

Задачей раздела является описание климатической характеристики и характеристики электрических сетей рассматриваемого района, где предполагается реконструкция.

### 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района

Климат Приморского края умеренный муссонный. Зима сухая и холодная с ясной погодой. Весна продолжительная, прохладная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков. Летом преобладают южные ветра с Тихого океана, а зимой северные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов. Основная особенность — летом обильные осадки и туман. Мощные тропические циклоны – тайфуны, а зачастую и обычные, приходящие с юго-запада, являются причиной сильных ливневых дождей, особенно в июле-августе и реже – в сентябре. Обильные дожди приводят к резкому подъему уровней рек, к большим и катастрофическим наводнениям в районе.

Геологическое строение представлено суглинками пылеватыми твердой и полутвердой консистенции, подстилаемыми глинами твердой и полутвердой консистенции слабо и среднеплотными.

Климатические данные для расчёта и выбора конструкций при проектировании приведены в таблице 1.1 [30].

Таблица 1.1 - Климатические данные

Климатические условия	Расчетная величина
1	2
Низшая температура воздуха, °С	-47,6
Среднегодовая температура воздуха, °С	8
Высшая температура воздуха, °С	42
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	3-5

Продолжение таблицы 1.1

1	2
Нормативная скорость ветра, м/сек	32
Район по ветру	IV
Основные направления ветров	северный
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<29
Число грозových часов в год	20-40
Район по пляске проводов	умеренный
Средняя годовая относительная влажность, %	75
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Температура гололедообразования, °С	-10
Степень загрязнения атмосферы	II

## 1.2 Общая характеристика потребителей

### Красноармейский муниципальный район

Красноармейский район – один из самых крупных на севере Приморского края, его площадь составляет более 20660 км<sup>2</sup> и охватывает наиболее представительную часть таёжного комплекса на западном склоне Сихотэ-Алиня.

Село Лимонники стоит в верховьях реки Маревка, при впадении в неё слева реки Нижняя Лимониха. Жители занимаются сельским хозяйством. От села Лимонники на восток идёт дорога к посёлку Восток, расстояние около 95 км. Расстояние до районного центра Новопокровка (через Измайлиху, Метеоритное, Лукьяновку и Гончаровку) около 80 км. Численность населения, согласно статистическим данным 2022 года, составила 186 человек [31].

Село Метеоритный стоит в долине реки Маревка, до правого берега около 2 км. Расстояние до районного центра Новопокровка (через Новокрещенку) около 53 км. Ближайший город – Дальнереченск, расстояние до него около 70 км. Численность населения, согласно статистическим данным 2022 года, составила 146 человек [31].

Село Дальний Кут стоит на правом берегу реки Большая Уссурка. Дорога к селу Дальний Кут идёт на восток от села Рошино, через Большую Уссурку. Расстояние до районного центра Новопокровка (через Рошино) около 73 км. Жители занимаются сельским хозяйством и заготовкой леса. Численность населения, согласно статистическим данным 2022 года, составила 192 человека [31].

Село Дерсу стоит на правом берегу реки Большая Уссурка. Дорога к селу Дерсу идёт вверх по течению реки от села Дальний Кут (на юго-восток). Расстояние до административного центра Дальнекутского сельского поселения села Дальний Кут около 10 км, до районного центра Новопокровка (через Рошино) около 83 км. Жители занимаются сельским хозяйством и заготовкой леса. Численность населения, согласно статистическим данным 2022 года, составила 19 человек. В последние годы население посёлка растёт, к 2023 году в селе поселилось 72 человека [31].

### **1.3 Краткая характеристика сельскохозяйственных потребителей**

Регион находится на 41-м месте по размерам посевных площадей в РФ - 413,7 тыс. га (0,5% от всех посевных площадей России), что так же сказывается на потребителях электрической энергии Красноармейского муниципального района [31].

Доля растениеводства составляет 12,8% в общей сумме, потребляемой районом электроэнергии, доля животноводства - 37,2%, доля потребления электроэнергии жителями (бытовой сектор) составляет 33,4%, прочие потребители включены в 16,6% от суммарных потребителей.

Сельскохозяйственные потребители делятся на осветительно-бытовую нагрузку, производственную нагрузку, общественно-коммунальную и прочую нагрузку.

Состав приемников электрической энергии Красноармейского муниципального района представлен электроприемниками трехфазного тока, напряжением <1 кВ и с частотой 50 Гц. Специфичные электроприемники искажающие качество электрической энергии отсутствуют

По степени надежности потребителей электрической энергии Красноармейского муниципального района относятся преимущественно к 3 категории надежности электроснабжения. Потребители 1, 2 категории и особой группы отсутствуют.

#### 1.3.1 Структура внешней системы электроснабжения

Система внешнего электроснабжения представлена источником питания в виде ПС 220 кВ Иман и отходящей линией ВЛ 110 кВ Иман – Новопокровка, а также транзитом ВЛ 35 кВ Иман – Новопокровка.

### **1.4 Анализ существующей системы электроснабжения рассматриваемого района**

Анализ существующей системы электроснабжения рассматриваемого района состоит из выбора графа рассматриваемого района реконструкции сети, приведением характеристики подстанций и их связей в виде линий электропередачи и их описание. Данная процедура показывает уязвимые места в конструктивном исполнении электрической сети.

В рассматриваемом районе проектирования распределительным пунктом питания электрической энергией является ПС 220 кВ Имман.

Населенные пункты рассматриваемого района питаются от ближайших к ним расположенных подстанций классом высокого напряжения 110 кВ: ПС 110 кВ Новопокровка, ПС 110 кВ Рошино, ПС 110 кВ Глубинная, ПС 110 кВ Восток. От рассматриваемого источника питания – ПС 220 кВ Иман до конца транзита – ПС 110 кВ Восток все подстанции соединены линиями связи 110 кВ. Также наблюдается транзит по напряжению 35 кВ: от ПС 220 кВ Иман до ПС 110 кВ Новопокровка.

Для наглядного представления электрической сети рассматриваемого района реконструкции представлен граф электрической сети, расположенный на рисунке 1.1.

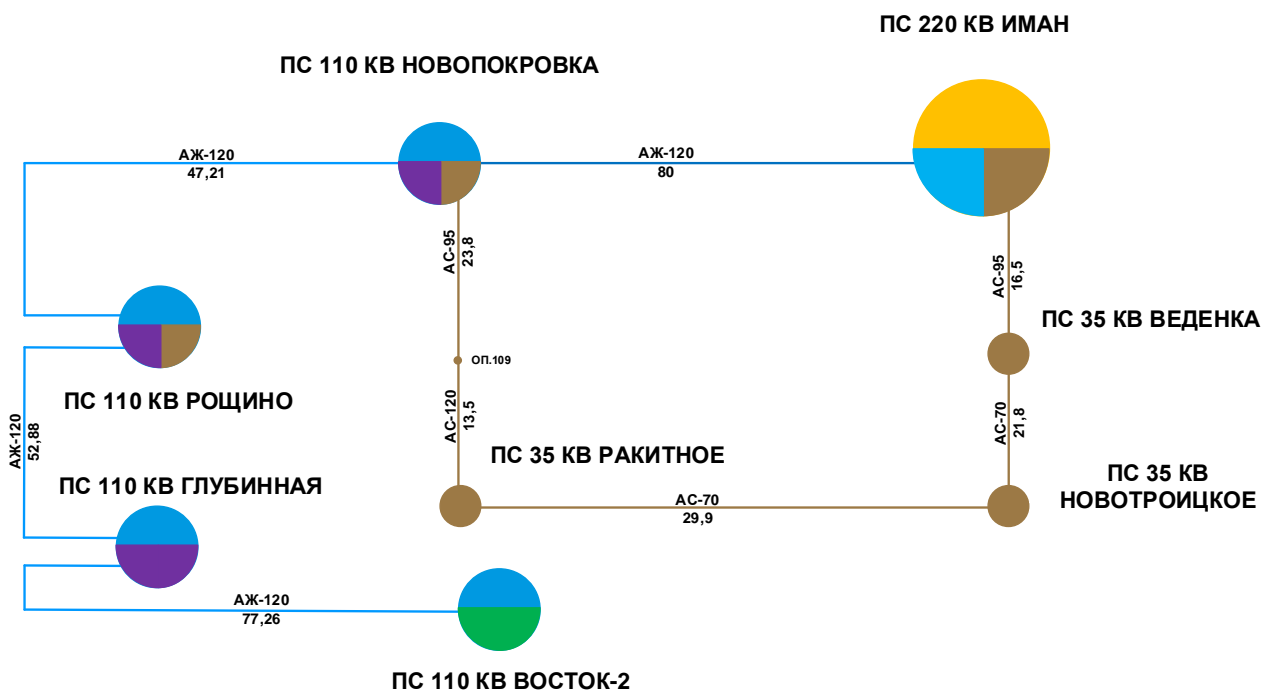


Рисунок 1.1 – Граф эквивалента ЭЭС района проектирования

Подстанция напряжением 220/110/35/10 кВ Иман расположена в юго-западной части г. Дальнереченск, Приморского края. Территория ПС находится в 200 м на восток от железной дороги, в 2,5 км на северо-восток федеральной автодороги М60 (Уссури).

РУ 220 кВ выполнена по схеме 7 – «Четырехугольник» [21]. Данное конструктивное исполнение распределительного устройства предназначено для двухтрансформаторных подстанций, питаемых по двух ВЛ, при необходимости секционированная транзитной ВЛ, является альтернативой схеме «Мостик», преобладавая по показателям надежности.

РУ 110 кВ выполнена по схеме 9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [21]. Данная схема проста в конструктивном исполнении, предназначена для парных присоединений, когда одну ВЛ можно вывести без потери электроэнергии для потребителей. Также один из преимуществ является простота в реконструкции при добавлении нового присоединения.

РУ 35 кВ выполнена по аналогии РУ 110 кВ и в описании не требуется.

Нормальная схема электрических соединений ПС 220 кВ Иман представлена на рисунке 1.2.

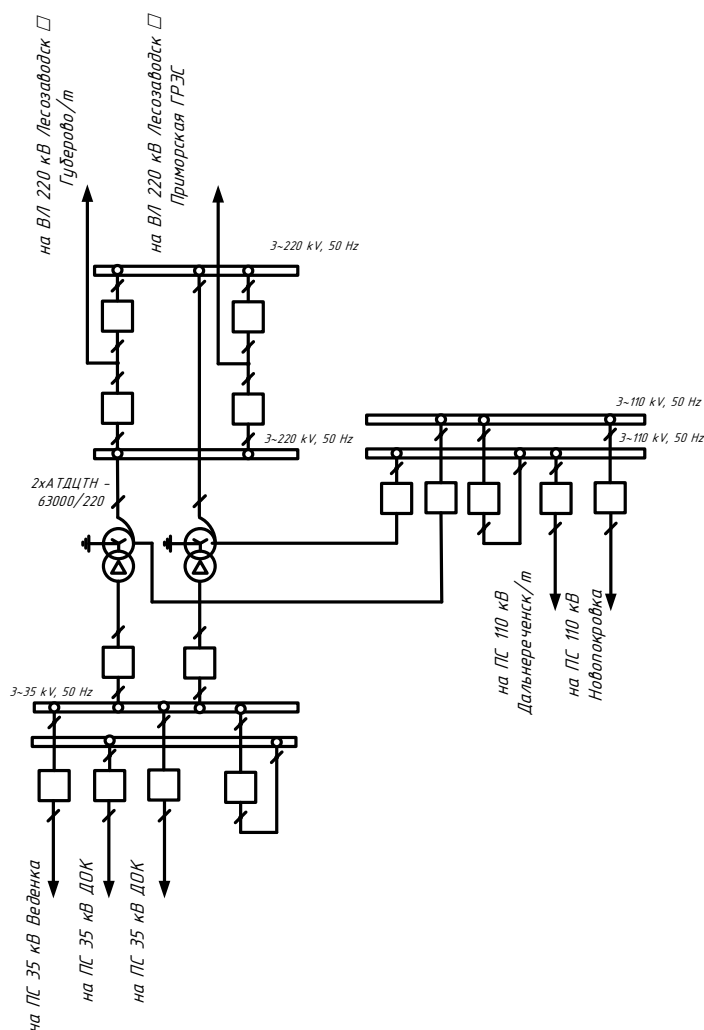


Рисунок 1.2 – Схема электрических соединений ПС 220 кВ Иман

Наличие одного источника питания в рассматриваемом районе отрицательно влияет на надежное функционирование электрической сети в целом, ведь при аварийной ситуации могут быть обесточены все потребители населённых пунктов, расположенные в районе реконструкции.

В данной работе рассмотрены 7 подстанции, вся имеющаяся информация получена в ходе прохождения преддипломной производственной практики. Общая установленная мощность которых составляет 201,6 МВА. Количество подстанций 220 кВ – 1, 110 кВ – 4, 35 кВ – 3. В основном все подстанции по числу трансформаторов являются двухтрансформаторными, что говорит о повышенной надежности снабжения потребителей электрической энергией. По



типу присоединения большинство подстанций проходные, что характеризует слабую связь в рассматриваемом эквиваленте. Подробная информация по подстанциям представлена в таблице 1.3

Таблица 1.3 – Информация по подстанциям

Название подстанции	Трансформаторы	Тип РУ ВН	Способ присоединения к сети
ПС 220 кВ Иман	АТДЦТН-63000/220	7	Отпаечная
	АТДЦТН-63000/220		
ПС 110 кВ Новопокровка	ТМТН-6300/110	5Н	Проходная
	ТМТН-6300/110		
ПС 110 кВ Роцино	ТМТН-10000/110	Нетип.	Проходная
	ТМТН-10000/110		
ПС 110 кВ Глубинная	ТМН-2500/110	5АН	Проходная
	ТМН-2500/110		
ПС 110 кВ Восток	ТДН-16000/110	Нетип.	Тупиковая
	ТДН-16000/110		
ПС 35 кВ Веденка	ТМН-2500/35	6	Проходная
ПС 35 кВ Новотроицкое	ТМН-1000/35	6	Проходная
ПС 35 кВ Ракитное	ТМН-2500/35	Нетип.	Узловая

Линии электропередачи в выбранном эквиваленте по способу прокладки являются воздушными. Данный показатель говорит о легкости эксплуатации, обслуживания и ремонта любого участка ЛЭП.

В общей сложности в эквиваленте рассмотрены 257 км ВЛ 110 кВ, 105,5 км ВЛ 35 кВ. Самой длинной ЛЭП является ВЛ 110 кВ Иман – Новопокровка, длина составляет 80 км. При классе напряжения 110 кВ и такой длине линия эксплуатируется неэффективно в связи с большими потерями в проводнике. По конфигурации рассматриваемая сеть в классе напряжения 110 кВ является одноцепной разомкнутой. Данный тип линии прост в управлении, но уступает в

надежности остальным видам сетей. По классу напряжения 35 кВ рассматриваемая электрическая сеть также является одноцепной с двухсторонним питанием, что говорит о надежности функционирования при аварийной ситуации на классе напряжения 35 кВ. Основная информация по линиям электропередачи сведена в таблицу 1.4.

Таблица 1.4 - Информация по ЛЭП

Наименование ЛЭП	Номинальное напряжение	Марка провода	Длина, км
ВЛ 110 кВ Иман – Новопокровка	110	АЖ-120/19	80
ВЛ 110 кВ Новопокровка – Роцино	110	АЖ-120/19	47,21
ВЛ 110 кВ Роцино – Глубинная	110	АЖ-120/19	52,88
ВЛ 110 кВ Глубинная – ПС 110 кВ Восток	110	АЖ-120/19	77,26
ВЛ 35 кВ Иман – Веденка	35	АС-95/16	16,5
ВЛ 35 кВ Веденка – Новотроицкое	35	АС-95/16	21,8
ВЛ 35 кВ Новотроицкое – Ракитное	35	АС-70/11	29,9
ВЛ 35 кВ Ракитное – оп.109	35	АС-120/19	13,5
ВЛ 35 кВ оп.109 – Новопокровка	35	АС-95/23,8	23,8

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И АНАЛИЗ РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ

Первоначальной задачей в анализе электроэнергетического режима и электрических нагрузок состоит в формировании математической модели сети, в виде связей множества узлов ветвями и решения нелинейного уравнения. Вся имеющаяся информация в разделе получена в период прохождения преддипломной производственной практики.

### **2.1 Анализ режимной ситуации схемы электроснабжения рассматриваемого района реконструкции электрической сети**

Анализ существующих режимов позволяет выявить потенциальные проблемы и определить потребности и возможности для оптимизации режимов.

Процесс расчета электрического режима сети включает в себя подготовку математической модели электрической сети рассматриваемого района и решение нелинейных уравнений. При расчете структуры сети, состоящей из множества элементов, используются программные и вычислительные комплексы. В данной работе будет использован ПВК RastrWin 3. Так же в данной ВКР использовались данные полученные в ходе прохождения преддипломной производственной практики.

#### **2.1.1 Выбор программно-вычислительного комплекта для расчета установившихся режимов электрической сети**

Задача по расчету установившихся режимов электроэнергетической сети является одной из основных в отрасли электроэнергетики: начиная от проектирующих организаций, заканчивая предприятиями по оперативному диспетчерскому управлению. В виду большого количества электроэнергетических объектов по России ввести расчёты вручную является невыполнимой задачей, поэтому для большого объема расчетов используют программные-вычислительные комплексы, такие как АНАРЭС-2000, EuroStag, ПК «Космос», Energy CS, RastWin 3 и т.д.

RastrWin 3 используется для расчета установившихся режимов, оптимизации электрических режимов, анализа статической и динамической устойчивости почти во всех электроэнергетических организациях на Дальнем Востоке, такие как: АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока, АО «ДРСК», ПАО «Россети» Амурские магистральные электрические сети. Поэтому для расчета электроэнергетических установившихся режимов будем использовать данный ПВК.

Программный пакет RastrWin3 используется для расчета, анализа и оптимизации установившихся режимов работы электрических сетей и систем.

Производителем является ООО «Фонд кафедры АЭС им. Д.А. Арзамасцева» г. Екатеринбург. Основными пользователями комплекса являются системные операторы Единой энергетической системы и ее филиалы, а также федеральные электросетевые компании, распределительные сетевые компании, такие как АО «ДРСК», проектные и научно-исследовательские институты. Функции RastrWin3 включают в себя: табличный интерфейс, отображающий данные схемы расчета и структурированный по типу (узел, ветвь, генератор и т. д.), отображение результатов расчета в виде однолинейной графической схемы; встроенная сетевая база данных исходных и расчетных элементов, которая может быть дополнена пользователями. Расчетная модель представляет с собой узлы, соединенные между собой ветвями. Ветви по типу делятся на ЛЭП, трансформаторы и выключатели. Узлы делятся по типу на базу, нагрузку, генератор. Линии электропередачи задаются П-образной схемой замещения, трансформаторы Г-образной схемой замещения. Узлы задаются классом номинального напряжения, активной и реактивной мощностями нагрузки, активными и реактивными мощностями генерации, заданным напряжением.

2.1.2 Подготовка исходных данных для расчета установившихся режимов

Для расчета установившихся режимов необходимо составить расчетную математическую модель. Данная модель состоит из некоторого количества узлов, имеющие между собой связи (ветви). Например, трехобмоточный трансформатор в расчетной модели можно представить в виде четырех узлов

(определяющие стороны напряжения и нейтральную точку соединения обмоток), соединенные ветвями, имеющие своё сопротивление и коэффициент трансформации.

Прежде чем приступить к выполнению расчетов в программе, необходимо подготовить исходные данные электрической сети, нагрузок и генераторов в форме, принятой в RastrWin3. Для этого необходимо рассчитать параметры линии, такие как активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость, параметры трансформатора, нагрузок.

Активное сопротивление линии:

$$R_{\text{ВЛ}} = r_0 \cdot l_{\text{ВЛ}}, \quad (2.1)$$

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

$l_{\text{ВЛ}}$  – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_0 \cdot l_{\text{ВЛ}}, \quad (2.2)$$

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

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

$$B = b_0 \cdot l_{\text{ВЛ}}, \quad (2.3)$$

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

Для моделирования трансформаторов в RastrWin 3, необходимо определить следующие параметры:

- Сопротивление  $R+jX$ , приведенное к стороне высокого напряжения,
- Проводимость шунта на землю  $G+jB$

- Коэффициент трансформации, равный отношению:

$$K_T = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}, \quad (2.4)$$

где  $U_{\text{нн}}$  - низшее номинальное напряжение;

$U_{\text{вн}}$  - высшее номинальное напряжение.

Таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы.

Расчёт параметров ЛЭП представлен ниже, параметры трансформаторов возьмём из каталога типовых данных трансформаторов [29].

В качестве примера рассмотрим расчет параметров ВЛ 110 кВ Иман – Новопокровка.

$$R_{\text{ВЛ}} = 0,249 \cdot 80 = 19,92 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ВЛ}} = 0,414 \cdot 80 = 33,12 \text{ Ом};$$

$$B_{\text{ВЛ}} = 2,66 \cdot 80 = 212,8 \text{ Ом}.$$

Результаты расчёта параметров линий электропередаче представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Параметры ЛЭП

Наименование ЛЭП	Длина, км	R0, Ом/км	X0, Ом/км	B0, мкСм/км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм/км
1	2	3	4	5	6	7	8
ВЛ 110 кВ Иман - Новопокровка	80	0,249	0,427	2,7	19,92	34,16	216,00
ВЛ 110 кВ Новопокровка - Рощино	47,21	0,249	0,427	2,7	11,76	20,16	127,47
ВЛ 110 кВ Рощино - Глубинная	52,88	0,249	0,427	2,7	13,17	22,58	142,78
ВЛ 110 кВ Глубинная - ПС 110 кВ Восток	77,26	0,249	0,427	2,7	19,24	32,99	208,60

1	2	3	4	5	6	7	8
ВЛ 35 кВ Иман - Ведынка	16,5	0,306	0,421	0	5,05	6,95	0,00
ВЛ 35 кВ Ведынка - Новотроицкое	21,8	0,306	0,421	0	6,67	9,18	0,00
ВЛ 35 кВ Новотроицкое - Ракитное	29,9	0,428	0,432	0	12,8 0	12,9 2	0,00
ВЛ 35 кВ Ракитное - оп.109	13,5	0,249	0,249	0	3,36	3,36	0,00
ВЛ 35 кВ оп.109 - Новопроковка	23,8	0,306	0,421	0	7,28	10,0 2	0,00

### 2.1.3 Расчёт вероятностных характеристик нагрузок

Под режимными характеристиками потребителя подразумеваются вероятностные характеристики электрических нагрузок, сформированные из результатов контрольных замеров, полученные в ходе прохождения преддипломной практики.

К вероятностным характеристикам электрической нагрузки относятся средняя, среднеквадратичная (эффективная) и максимальная мощности. Средняя мощность – необходима для выбора и расчета электропотребления. Среднеквадратичная мощность нагрузки используется для расчета потерь в сети. Максимальную мощность учитывают при выборе основного силового оборудования, кроме силовых трансформаторов и проводников линий электропередачи.

Средняя активная мощность:

$$P_{cp.з} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_{i.з} \cdot t_i$$

где  $P_{i.з}$  – ордината графика нагрузки на  $i$ -ый час суток, МВт;

$t_i$  – час суток (в течение каждого часа), час;

$T$  – период наблюдения (24 часа), час.

Эффективная (среднеквадратичная) активная мощность:

$$P_{\text{эф.з}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_{i.з}^2 \cdot t_i} \quad (2.5)$$

Максимальную мощность нагрузки определяют по наибольшему значению нагрузки за 24 часа контрольных замеров.

Реактивная составляющая нагрузки определяется аналогичным образом.

В качестве примера рассмотрим расчет нагрузок ПС 110 кВ Новопокровка.

Средняя активная мощность:

$$P_{\text{ср.з}} = \frac{2,56 + 2,45 + 2,36 + 2,4 + 2,35 + 2,5 + 2,67 + 2,70 + 2,90 + 3,21 + 3,54 + 4,35 + 4,75 + 4,88 + 4,76 + 4,20 + 3,56 + 3,75 + 3,65 + 3,80 + 2,55 + 2,70 + 2,67 + 2,70}{24} = 3,24 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{эф.з}} = \sqrt{\frac{2,56^2 + 2,45^2 + 2,36^2 + 2,4^2 + 2,35^2 + 2,5^2 + 2,67^2 + 2,70^2 + 2,90^2 + 3,21^2 + 3,54^2 + 4,35^2 + 4,75^2 + 4,88^2 + 4,76^2 + 4,20^2 + 3,56^2 + 3,75^2 + 3,65^2 + 3,80^2 + 2,55^2 + 2,70^2 + 2,67^2 + 2,70^2}{24}} = 3,35 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{max}} = 4,88 \text{ МВт}.$$

Вероятностные характеристики электрических нагрузок существующей сети представлены на таблице 2.2 и 2.3.



Таблица 2.2 – Вероятностные характеристики в летний период нагрузок

Название ПС	Период летних нагрузок					
	Р <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , Мвар	Р <sub>эф</sub> , МВт	Q <sub>эф</sub> , Мвар	Р <sub>max</sub> , МВт	Q <sub>max</sub> , Мвар
ПС 220 кВ Иман	40,20	16,08	45,02	18,01	60,30	24,12
ПС 110 кВ Новопокровка	2,94	1,18	3,29	1,32	4,41	1,76
ПС 110 кВ Роцино	2,73	1,09	3,06	1,22	4,10	1,64
ПС 110 кВ Глубинная	0,21	0,08	0,24	0,09	0,32	0,13
ПС 110 кВ Восток	7,98	3,19	8,94	3,58	11,97	4,79
ПС 35 кВ Веденка	1,39	0,56	1,56	0,62	2,09	0,83
ПС 35 кВ Новотроицкое	0,10	0,04	0,11	0,04	0,15	0,06
ПС 35 кВ Ракитное	1,28	0,51	1,43	0,57	1,92	0,77

Таблица 2.3 – Вероятностные характеристики в зимний период нагрузок

Название ПС	Период зимних нагрузок					
	Р <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , Мвар	Р <sub>эф</sub> , МВт	Q <sub>эф</sub> , Мвар	Р <sub>max</sub> , МВт	Q <sub>max</sub> , Мвар
ПС 220 кВ Иман	44,30	17,72	49,62	19,85	66,45	26,58
ПС 110 кВ Новопокровка	3,24	1,30	3,63	1,45	4,86	1,94
ПС 110 кВ Роцино	3,75	1,50	4,20	1,68	5,63	2,25
ПС 110 кВ Глубинная	0,32	0,13	0,36	0,14	0,48	0,19
ПС 110 кВ Восток	10,75	4,30	12,04	4,82	16,13	6,45
ПС 35 кВ Веденка	2,50	1,00	2,80	1,12	3,75	1,50
ПС 35 кВ Новотроицкое	0,11	0,04	0,12	0,05	0,17	0,07
ПС 35 кВ Ракитное	2,50	1,00	2,80	1,12	3,75	1,50

#### 2.1.4 Анализ существующих режимов

Данные, полученные после анализа уставившихся режимов электрической сети, позволяют определить «узкие места» электрической сети с точки зрения режимной ситуации и сделать выводы относительно необходимости оптимизации электрического режима и реконструкции электрической сети.

Анализ уставившихся режимов состоит из:

- анализа уровня напряжения на шинах подстанций;
- анализа загрузки ЛЭП по длительно допустимому и аварийно допустимому току;
- анализ относительных потерь электрической энергии в электрических сетях.

В данной работе проведем анализ максимальных режимов при нормальном и послеаварийном функционировании электрической, а также рассмотрим минимальный режим в нормальной и послеаварийной схеме.

Рассмотрим нормальный и послеаварийный режимы электрической сети в момент максимальных нагрузок.

Таблица 2.4 – Напряжения в узлах в нормальном максимальном режиме

Название ПС	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>расч</sub> , кВ	$\Delta U$ , %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Иман	220	225	-2,27
ПС 220 кВ Иман	110	118,86	-8,05
ПС 220 кВ Иман	35	35,29	-0,83
ПС 110 кВ Новопокровка	110	109,61	0,35
ПС 110 кВ Новопокровка	35	35,05	-0,14
ПС 110 кВ Новопокровка	10	10,26	-2,60
ПС 110 кВ Рощино	110	105,67	3,94

## Продолжение таблицы 2.4

ПС 110 кВ Рощино	35	36,07	-3,06
ПС 110 кВ Рощино	10	10,24	-2,40
ПС 110 кВ Глубинная	110	102,34	6,96
ПС 110 кВ Глубинная	10	9,77	2,30
ПС 110 кВ Восток	110	97,21	11,63
ПС 110 кВ Восток	6	6,08	-1,33
ПС 35 кВ Веденка	35	34,23	2,20
ПС 35 кВ Новотроицкое	35	33,99	2,89
ПС 35 кВ Ракитное	35	33,56	4,11

Таблица 2.4 – Напряжения в узлах в послеаварийном максимальном режиме

Название ПС	Uном, кВ	Uрасч, кВ	$\Delta U$ , %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Иман	220	225	-2,27
ПС 220 кВ Иман	110	112,73	-2,48
ПС 220 кВ Иман	35	33,22	5,09
ПС 110 кВ Новопокровка	110	83,64	23,96
ПС 110 кВ Новопокровка	35	27,8	20,57
ПС 110 кВ Новопокровка	10	8,07	19,30
ПС 110 кВ Рощино	110	82,12	25,35
ПС 110 кВ Рощино	35	27,91	20,26
ПС 110 кВ Рощино	10	7,92	20,80
ПС 110 кВ Глубинная	110	80,34	26,96
ПС 110 кВ Глубинная	10	7,67	23,30
ПС 110 кВ Восток	110	77,31	29,72
ПС 110 кВ Восток	6	4,84	19,33
ПС 35 кВ Веденка	35	31,53	9,91
ПС 35 кВ Новотроицкое	35	30,37	13,23
ПС 35 кВ Ракитное	35	28,06	19,83

Таблица 2.5 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном максимальном режиме

Наименование ЛЭП	Длительно допустимый ток, А	Аварийно допустимый ток, А	Максимальный ток, А	Отношение длительно допустимого к максимальному току, %	Отношение аварийно допустимого к максимальному току, %
ВЛ 110 кВ Иман - Новопокровка	262,20	314,64	175,57	66,96	55,80
ВЛ 110 кВ Новопокровка - Роцино	262,20	314,64	133,67	50,98	42,48
ВЛ 110 кВ Роцино - Глубинная	262,20	314,64	101,98	38,89	32,41
ВЛ 110 кВ Глубинная - ПС 110 кВ Восток	262,20	314,64	103,14	39,34	32,78
ВЛ 35 кВ Иман - Веденка	193,20	231,84	96,44	49,92	41,60
ВЛ 35 кВ Веденка - Новотроицкое	193,20	231,84	32,31	16,72	13,93
ВЛ 35 кВ Новотроицкое - Ракитное	138,00	165,60	29,71	21,53	17,94
ВЛ 35 кВ Ракитное - оп.109	276,00	331,20	50,49	18,29	15,25
ВЛ 35 кВ оп.109 - Новопокровка	193,20	231,84	50,51	26,14	21,79

Таблица 2.6 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном максимальном режиме

Наименование ЛЭП	Длительно допустимый ток, А	Аварийно допустимый ток, А	Максимальный ток, А	Отношение длительно допустимого к максимальному току, %	Отношение аварийно допустимого к максимальному току, %
ВЛ 110 кВ Иман - Новопокровка	262,20	314,64	0,00	0,00	0,00
ВЛ 110 кВ Новопокровка - Рощино	262,20	314,64	45,03	17,17	14,31
ВЛ 110 кВ Рощино - Глубинная	262,20	314,64	44,51	16,98	14,15
ВЛ 110 кВ Глубинная - ПС 110 кВ Восток	262,20	314,64	50,39	19,22	16,02
ВЛ 35 кВ Иман - Веденка	193,20	231,84	141,41	73,20	61,00
ВЛ 35 кВ Веденка - Новотроицкое	193,20	231,84	87,87	45,48	37,90
ВЛ 35 кВ Новотроицкое - Ракитное	138,00	165,60	102,17	74,03	61,69
ВЛ 35 кВ Ракитное - оп.109	276,00	331,20	73,98	26,80	22,34
ВЛ 35 кВ оп.109 - Новопокровка	193,20	231,84	72,50	37,53	31,27

Рисунок 2.1 – Схема потокораспределения в нормальном максимальном режиме

Рисунок 2.2 – Схема потокораспределения в послеаварийном максимальном режиме

В нормальном режиме с максимальной нагрузкой напряжения в узлах в пределах 10 % от номинального. Самый низкий уровень напряжения наблюдается на ПС 110 кВ Восток, на стороне 6 кВ расчётное напряжение составляет 6,08 кВ. Такая просадка связана с тем, что ПС 110 кВ Восток является тупиковой и питается от одной линии.

Самой загруженной линией в нормальном режиме с максимальной нагрузкой является ВЛ 110 кВ Иман – Новопокровка. Максимальный протекающий ток равен 175,57 А, что составляет 66,96 % и 55,80 % от длительно допустимого и аварийно допустимого тока соответственно.

Потери активной мощности в нормальной схеме составляют 4,06 МВт, это 6,02 % от общего потребления. По относительным потерям рассматриваемая схема эффективна.

Самой загруженной линией в послеаварийном режиме является ВЛ 35 кВ Иман – Веденка. Максимальный ток, протекающий по этой линии, достигает 141,41 А, что составляет 73,20 % и 61,00 % в отношении к длительно допустимому и аварийно допустимому току. Это связано с тем, что после отключения ВЛ 110 кВ Иман – Новопокровка, связь с источником питания и электрической сетью рассматриваемого района осуществляется по связи 35 кВ, которая.

Таблица 2.7 – Напряжения в узлах в нормальном минимальном режиме

Название ПС	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>расч</sub> , кВ	ΔU, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Иман	220	230	-4,55
ПС 220 кВ Иман	110	115,2	-4,73
ПС 220 кВ Иман	35	34,2	2,29
ПС 110 кВ Новопокровка	110	108,9	1,00
ПС 110 кВ Новопокровка	35	35,21	-0,60
ПС 110 кВ Новопокровка	10	9,97	0,30
ПС 110 кВ Рощино	110	106,35	3,32
ПС 110 кВ Рощино	35	35,2	-0,57
ПС 110 кВ Рощино	10	10,01	-0,10



1	2	3	4
ПС 110 кВ Глубинная	110	104,19	5,28
ПС 110 кВ Глубинная	10	9,96	0,40
ПС 110 кВ Восток	110	100,62	8,53
ПС 110 кВ Восток	6	5,74	4,33
ПС 35 кВ Веденка	35	33,79	3,46
ПС 35 кВ Новотроицкое	35	33,87	3,23
ПС 35 кВ Ракитное	35	34,1	2,57

## 2.1 Расчёт электрических нагрузок с учётом прогноза

Для разработки схемы внешнего электроснабжения необходимо учитывать рост нагрузки в перспективе на 5 лет. Параметры состояния электрической сети непрерывно изменяются в связи с развитием инфраструктуры потребителей, что приводит к увеличению нагрузки. Наибольший рост нагрузки наблюдается в распределительных сетях.

Так как вероятностные характеристики нагрузки нам известны, то будем осуществлять прогноз нагрузки по следующим формулам:

$$P_i^{прогн.} = P_i^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (2.6)$$

где  $P_i^{баз}$  – базовая средняя, среднеквадратичная или максимальная активная мощность, МВт;

$\varepsilon$  – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки;

$N$  – срок выполнения прогноза, в данном дипломном проекте принимается равным 5 лет.

Рассмотрим в качестве примера прогнозирование нагрузки на ПС 110 кВ Новопокровка:

$$P_{ср}^{прогн.} = 3,24 \cdot (1 + 0,085)^5 = 4,87 \text{ МВт};$$

$$P_{эф}^{прогн.} = 3,63 \cdot (1 + 0,085)^5 = 5,46 \text{ МВт};$$

$$P_i^{прогн.} = 4,86 \cdot (1 + 0,085)^5 = 7,31 \text{ МВт}.$$

Результаты расчёта представлены на таблице 2.8 и 2.9.

Таблица 2.8 – Вероятностные характеристики в летний период нагрузок с учётом прогноза

Название ПС	Период летних нагрузок					
	Р <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , Мвар	Р <sub>эф</sub> , МВт	Q <sub>эф</sub> , Мвар	Р <sub>max</sub> , МВт	Q <sub>max</sub> , Мвар
ПС 220 кВ Иман	60,45	24,18	67,70	27,08	90,67	36,27
ПС 110 кВ Новопокровка	4,42	1,77	4,95	1,98	6,63	2,65
ПС 110 кВ Рощино	4,10	1,64	4,60	1,84	6,16	2,46
ПС 110 кВ Глубинная	0,32	0,13	0,35	0,14	0,47	0,19
ПС 110 кВ Восток	12,00	4,80	13,44	5,38	18,00	7,20
ПС 35 кВ Веденка	2,09	0,84	2,34	0,94	3,14	1,25
ПС 35 кВ Новотроицкое	0,15	0,06	0,17	0,07	0,23	0,09
ПС 35 кВ Ракитное	1,92	0,77	2,16	0,86	2,89	1,15

Таблица 2.9 – Вероятностные характеристики в летний период нагрузок с учётом прогноза

Название ПС	Период зимних нагрузок					
	Р <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , Мвар	Р <sub>эф</sub> , МВт	Q <sub>эф</sub> , Мвар	Р <sub>max</sub> , МВт	Q <sub>max</sub> , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ Иман	66,61	26,64	74,61	29,84	99,92	39,97
ПС 110 кВ Новопокровка	4,87	1,95	5,46	2,18	7,31	2,92
ПС 110 кВ Рощино	5,64	2,26	6,32	2,53	8,46	3,38

Продолжение таблицы 2.9

1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Глубинная	0,48	0,19	0,54	0,22	0,72	0,29
ПС 110 кВ Восток	16,16	6,47	18,10	7,24	24,25	9,70
ПС 35 кВ Веденка	3,76	1,50	4,21	1,68	5,64	2,26
ПС 35 кВ Новотроицкое	0,17	0,07	0,19	0,07	0,25	0,10
ПС 35 кВ Ракитное	3,76	1,50	4,21	1,68	5,64	2,26

## 2.2 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей

В результате анализов существующей системы электроснабжения и режимной ситуации рассматриваемого района реконструкции электрической сети можно сделать выводы:

- отсутствие потребителей 1, 2 и особой категорий исключает необходимость в строительстве второй цепи 110 кВ;

- слабым звеном в сети выступает ПС 110 кВ Новопокровка, до сих пор оборудованная короткозамыкателями и отделителями в первичной схеме ПС, что негативно сказывается на надежности осуществления бесперебойного электроснабжения потребителей;

- физический износ провода на трассе ВЛ 110 кВ Иман – Новопокровка, негативно сказывается на надежности электроснабжения;

Учитывая, что в перспективе в рассматриваемом районе проектирования ожидается подключение новых потребителей, что приведет к увеличению нагрузки, необходимо разработать мероприятия по реконструкции электрической сети.

Основная проблематика – необходимость замены физически изношенного провода, не отвечающего эксплуатационным требованиям, а также приведение технического состояния ВЛ 110 кВ и ПС 110 кВ Новопокровка в соответствие

требованиям НТД. Линия выполнена проводом марки АЖ, потеря несущей способности провода вследствие разрушения сердечника и тяжения алюминиевых жил.

Количество аварий за 2016-2020 гг. – 15.

Согласно акта обследования технического состояния объекта выявлено: коррозия и деформация металлических элементов опор, выработка арматуры в местах креплений, потеря несущей способности грозотроса и провода марки АЖ

Так же в связи с установленными на ПС 110 кВ Новопокровка короткозамыкателями имеет смысл провести реконструкцию ПС 110 кВ Новопокровка для повышения надежности электроснабжения потребителей.

Вывод: Реконструкция носит актуальный характер.

### **2.3 Компенсация реактивной мощности**

Генераторы электростанции являются основными источниками реактивной мощности. В электрических сетях также применяют дополнительные источники реактивной мощности – компенсирующие устройства (КУ).

Реактивная мощность генерируется не только в генераторах, но и в компенсирующих устройствах, таких как: статические конденсаторы или синхронные компенсаторы. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется в ВЛ напряжением выше 110 кВ, 20% – КУ, расположенными на ПС или у потребителя.

По приказу Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 г №380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии)» расчет компенсации реактивной мощности производится по предельному значению  $tg\phi_{пред}$ .

$$Q_{KV} = \frac{(Q_{\max} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \phi_{\text{пред.}})}{n_{\text{с.ш.}}} \quad (2.7)$$

где  $P_{\max}$  и  $Q_{\max}$  – максимальные значения активной и реактивной мощности нагрузки подстанций, МВт и Мвар;  
 $n_{\text{сш}}$  – число секций шин.

Расчётная нагрузки компенсирующих устройств:

$$Q_{KV}^{\text{факт.}} = 2 \cdot n \cdot Q_{KV}^{\text{ном}}, \quad (2.8)$$

где  $Q_{KV}^{\text{ном}}$  – номинальная мощность КУ, Мвар;  
 $n$  – количество БК.

Значение коэффициента реактивной мощности на ПС 110 кВ Новопокровка не превышает 0,4, поэтому компенсация рассматриваемого участка сети не требуется.

### 3 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Чтобы правильно принять вариант сети, осуществим разработку и проанализируем потребности в электроэнергии потребителей подстанции 110 кВ Новопокровка Красноармейского района.

Рассмотрим четыре предполагаемых варианта подключения реконструируемой подстанции к сети, чтобы определить наилучший вариант.

#### 3.1 Разработка вариантов конфигурации схем внешнего электроснабжения

Рассмотрим 4 варианта подключения вновь реконструируемой подстанции к ЭС, чтобы выбрать наиболее подходящий вариант.

В то же время необходимо принять во внимание требования, касаемые потребителей электроэнергии, запитанных от проектируемых подстанций, по непрерывности обеспечения поставки электроэнергии.

1 вариант. Подключение к сети 220 кВ с переводом ПС 110 кВ Новопокровка на напряжение 220 кВ.

Источник питания остается прежний ПС 220 кВ Иман.

Схема 1 варианта представлена на рисунке 3.1.

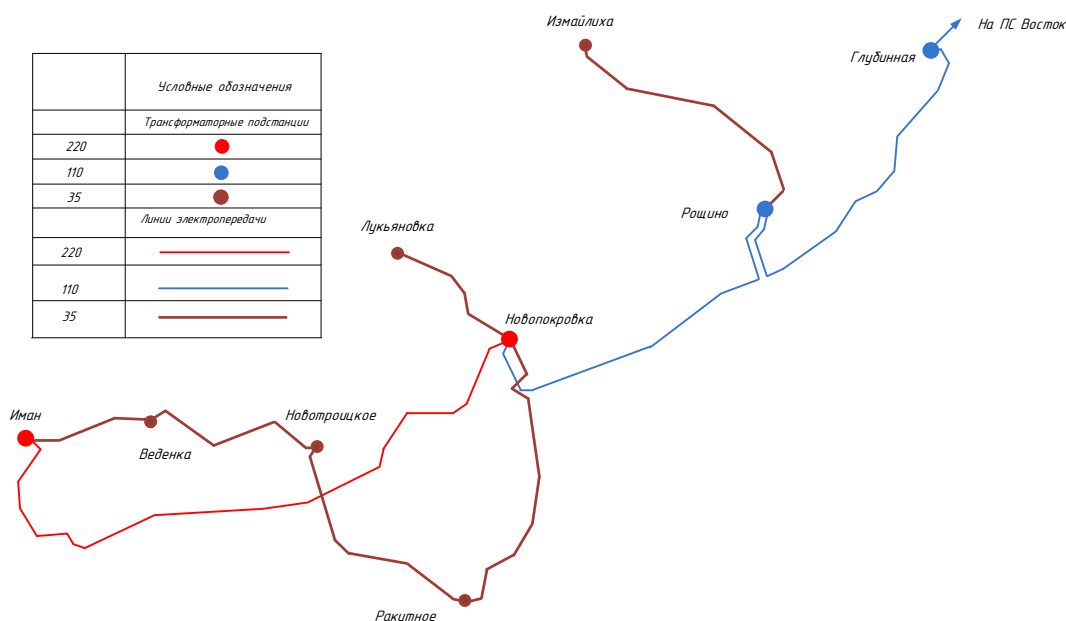


Рисунок 3.1 - Схема 1 варианта.

При реализации данного варианта необходима реконструкция ПС 110 кВ Новопокровка и ПС 220 кВ Иман в связи с переводом ПС 110 кВ Новопокровка на напряжение 220 кВ. Для ОРУ 220 кВ на ПС Новопокровка была выбрана ОРУ 220 кВ с двумя секциями шин. Схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Иман требует расширения ОРУ 220 кВ на одну линейную ячейку.

Схема 1 варианта представлена на рисунке 3.2.

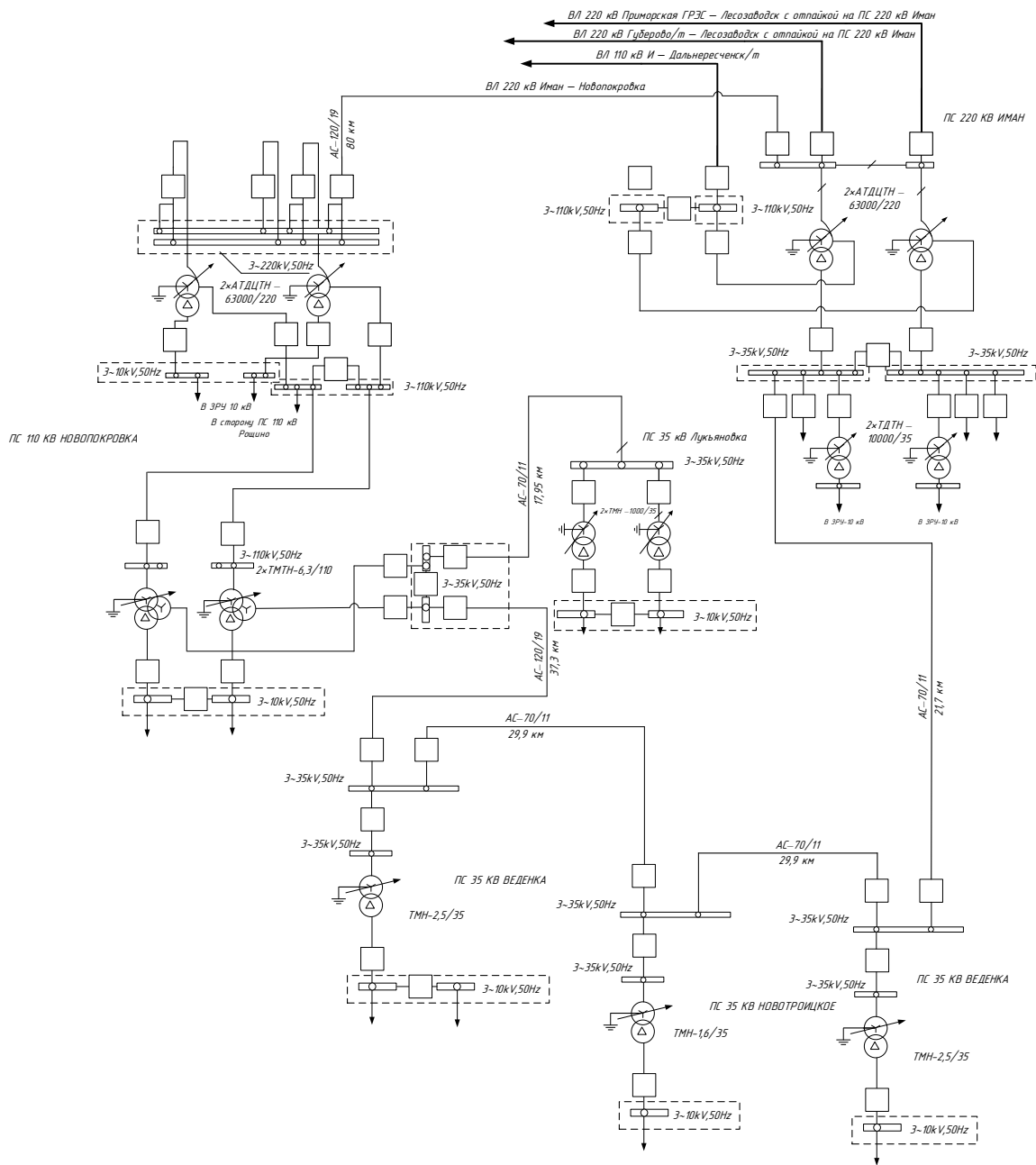


Рисунок 3.2 – Электрическая схема 1 варианта

2 вариант. Подключение к сети 110 кВ, с питанием ПС 110 кВ Новопокровка, по существующим трассам ВЛ 110 кВ с заменой провода на АС 120, без перевода ПС 110 кВ Новопокровка на напряжение 220 кВ и реконструкцией РУ 110 кВ без замены существующих трансформаторов.

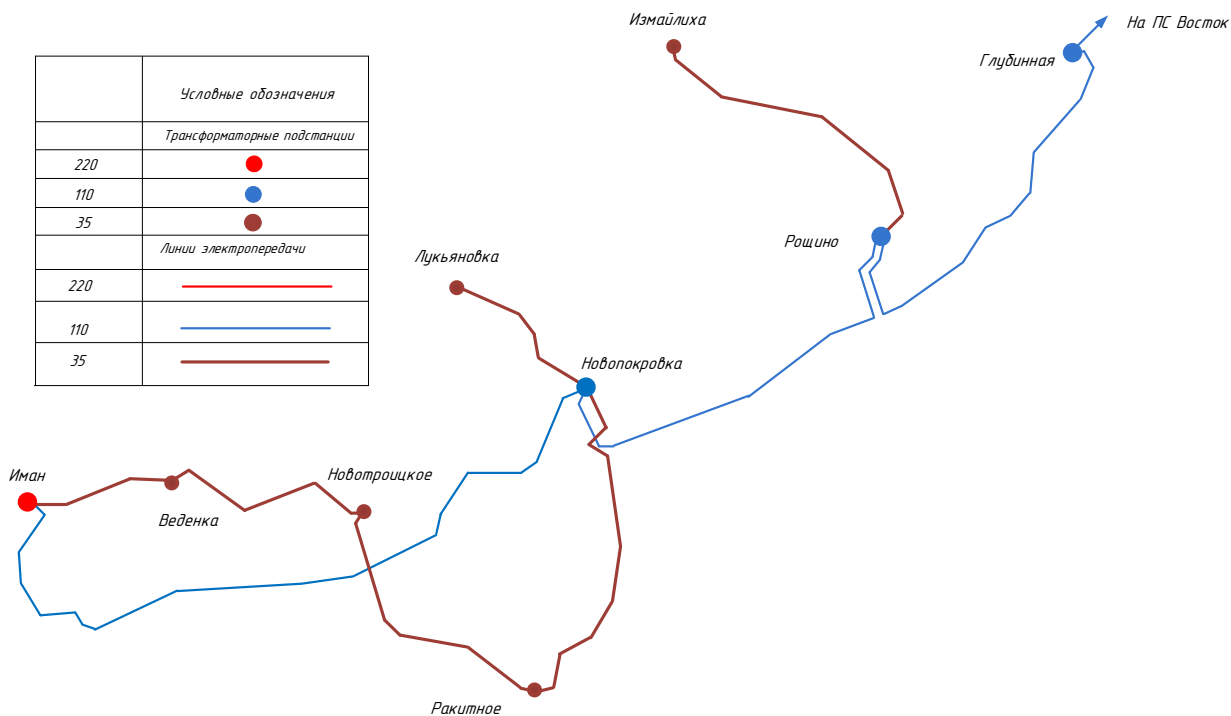


Рисунок 3.3 - Схема 2 варианта.

Необходима реконструкция ПС 110 кВ Новопокровка в связи с установкой новых выключателей и заменой короткозамыкателей.

Согласно схеме 2 варианта ПС 110 кВ Новопокровка проходная, поэтому схема для РУ 110 кВ была выбрана схема – 5АН [21].

Схема 5АН применяется на напряжении 35–220 кВ для проходных двух трансформаторных ПС в условиях необходимости сохранения транзита при КЗ в трансформаторе [21].



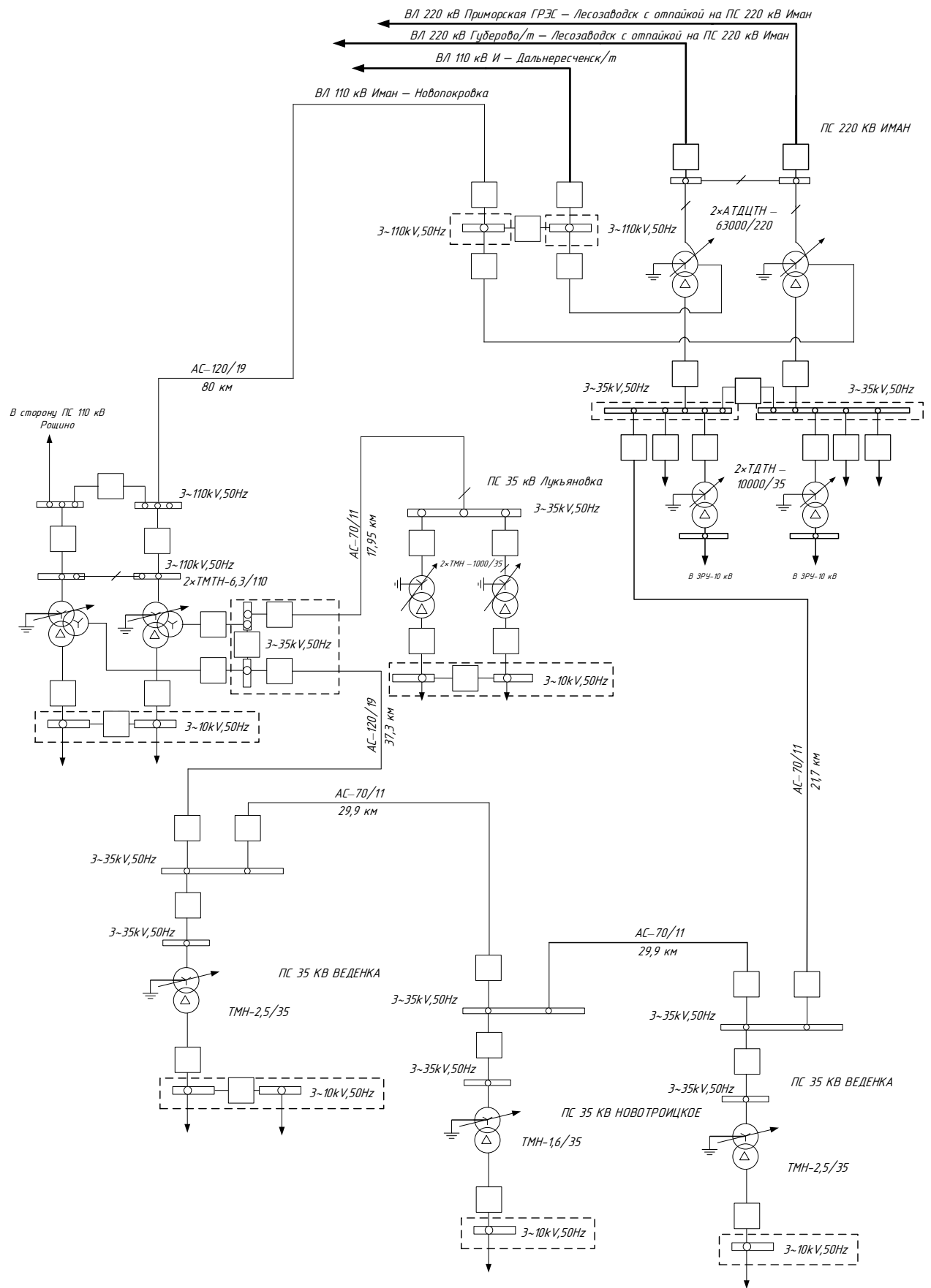


Рисунок 3.4 - Электрическая схема 2 варианта

3 вариант. Подключение ПС 110 кВ Новопокровка к сети 110 кВ при помощи постройки 2 линии 110 кВ от ПС 220 кВ Иман и так же без замены существующих трансформаторов.

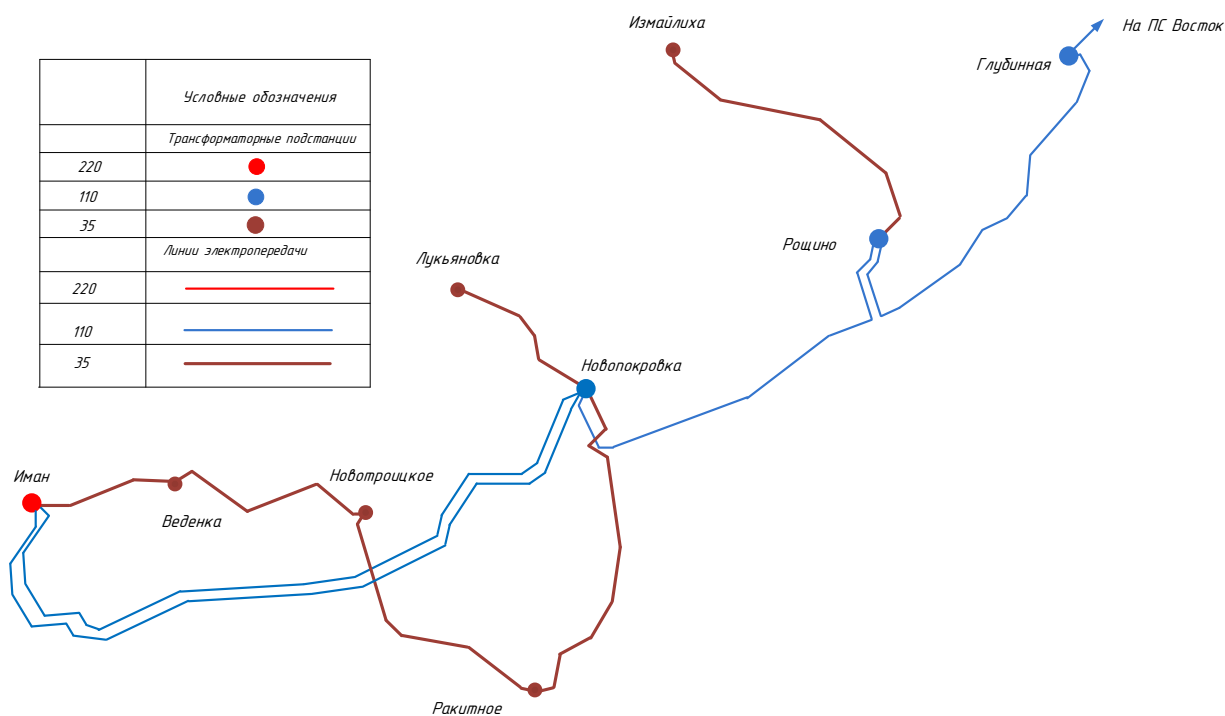


Рисунок 3.5 - Схема 3 варианта.

При реализации данного варианта необходима реконструкция ПС 110 кВ Новопокровка и ПС 220 кВ Иман. Согласно схеме 3 варианта ПС 220 кВ Иман расширяем на одну линейную ячейку. Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Новопокровка так же расширяется на одну линейную ячейку схема 3 варианта представлена на рисунке 3.6.

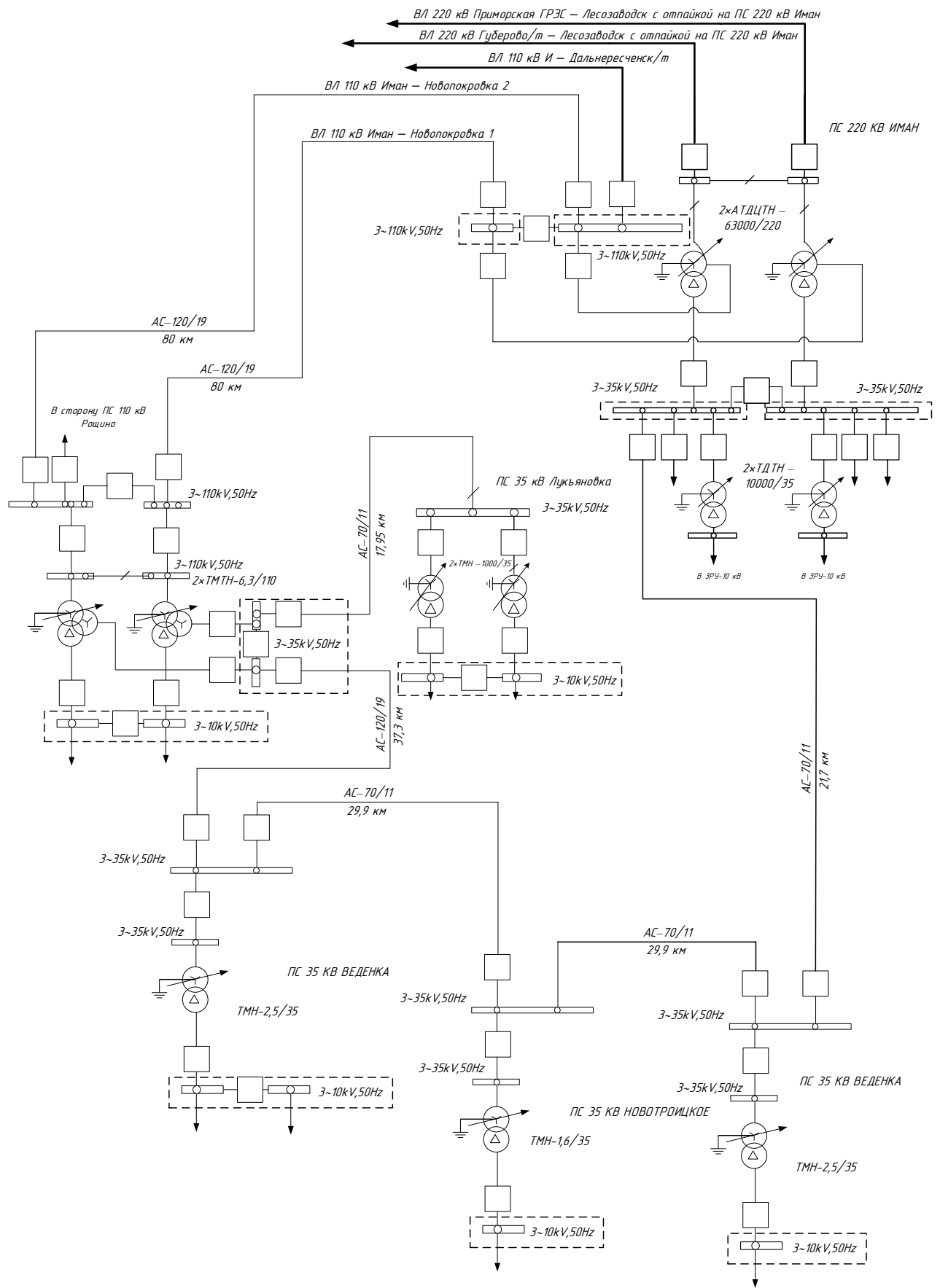


Рисунок 3.6 - Электрическая схема 3 варианта

4 вариант. Подключение к сети 110 кВ, с питанием ПС 110 кВ Новопокровка, по существующим трассам ВЛ 110 кВ с заменой провода на АС 120, без перевода ПС 110 кВ Новопокровка на напряжение 110 кВ и реконструкцией РУ 110 кВ без замены существующих трансформаторов, а также переводе ПС 35 Лукьяновка на напряжение 110 кВ.

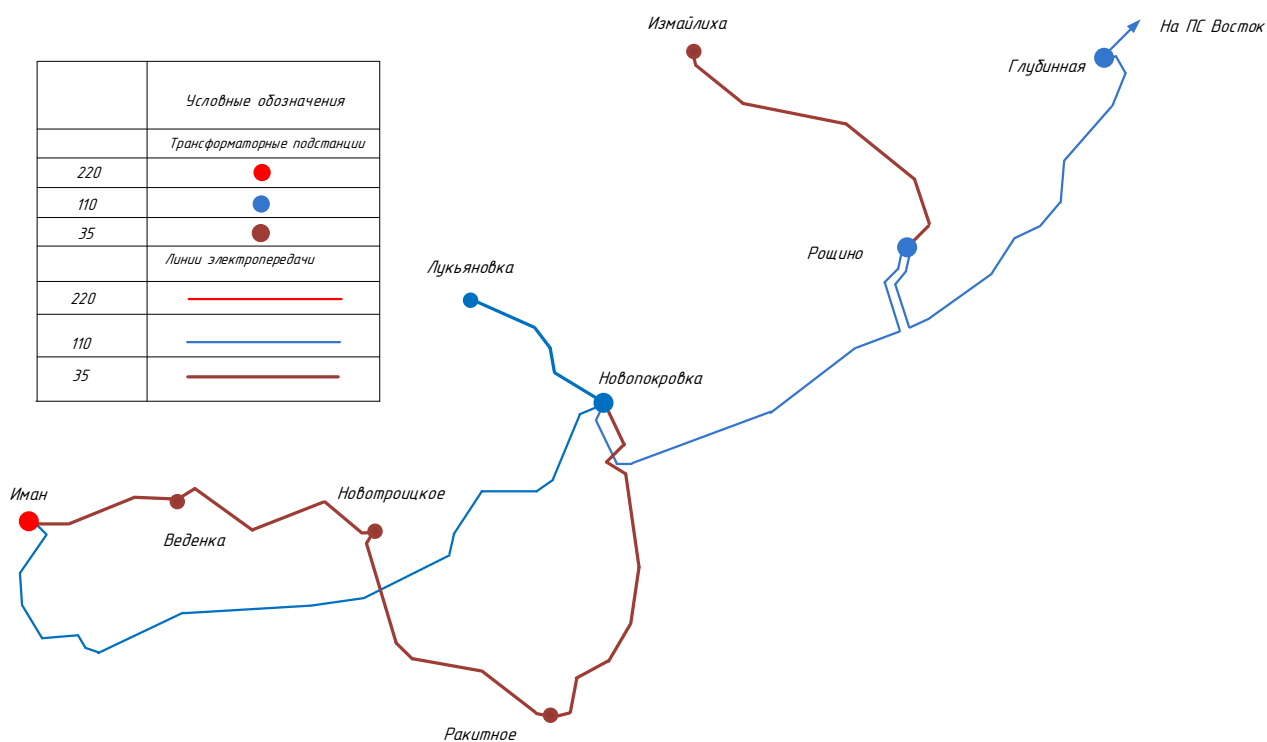


Рисунок 3.7 - Схема 4 варианта.

Необходима реконструкция ПС 110 кВ Новопокровка и ПС Лукьяновка в связи с установкой новых выключателей и переводом ПС 110 кВ Лукьяновка на напряжение 110 кВ.

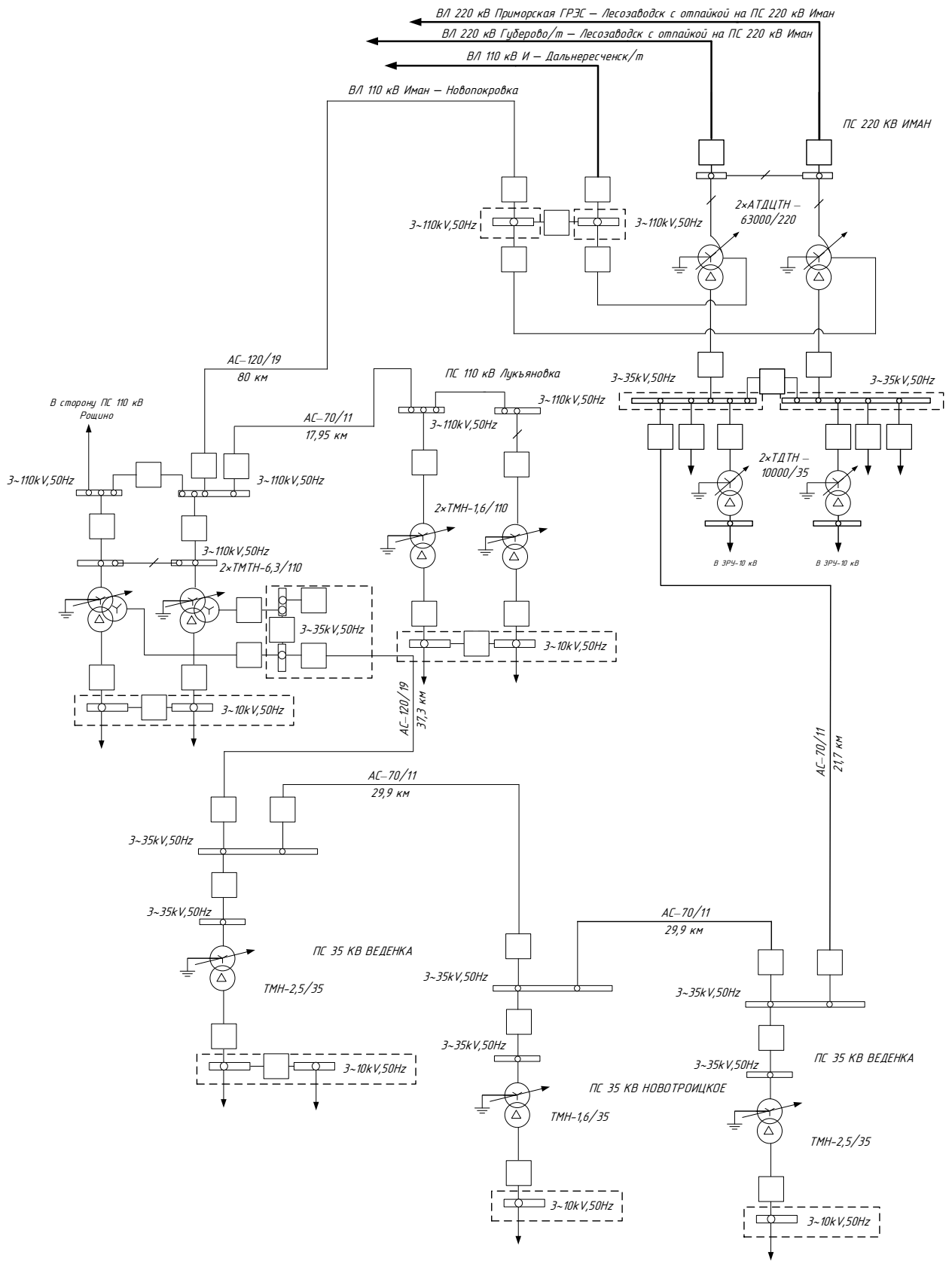


Рисунок 3.8 - Электрическая схема 4 варианта

## 3.2 Технический анализ конкурентных вариантов

По данным, полученным в разделе 3.1 приведём таблицу с расчётными данными для всех вариантов. Приведенные линии и выключатели касаются только реконструируемой части сети.

Таблица 3.1 – Длины линий и количество выключателей для всех вариантов

Номер варианта	Суммарная длина линий, км	Суммарное число выключателей
1	80	12
2	80	3
3	160	6
4	97,95	7

Технический отбор конкурентно-способных вариантов:

Из 4 возможных вариантов необходимо выбрать 2 конкурентно способных, которые должны быть простыми в своем исполнении, более экономичны, обеспечивать наибольшую надежность электроснабжения потребителей, быть удобными и гибкими в управлении.

Выбор осуществляется при попарном сравнении вариантов сети, при этом сравниваются похожие конфигурации схем и их отдельные части.

В данном проекте, таким образом, выбраны схема № 2 и схема №3. Данные варианты выбраны как конкурентноспособные по минимальной длине линий и минимальному количеству выключателей.

Но на данном этапе точно нельзя сказать, осуществимы ли технически данные схемы, поэтому в дальнейшем конфигурация сетей может быть изменена на ту, которую в этом этапе отбраковали.

3.2.1 Расчет основных параметров электрической сети для конкурентно-способных вариантов:

Номинальное напряжение оказывает большое влияние на технико-экономические показатели и технические характеристики электрической сети. При повышении номинального напряжения происходит снижение потерь мощности и энергии, снижение сечения проводов, снижение эксплуатационных

издержек. Но при этом растут капитальные затраты на сооружение линии, распределительных устройств подстанций.

Основными показателями, определяющими величину номинального напряжения, является активная мощность, протекающая по линии, и её длина. Ориентировочно номинальное напряжение можно выбрать по эмпирическому расчетному выражению.

Для четырех вариантов схем рассчитываются напряжения сети. Для этого применяем эмпирическую формулу Илларионова, которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}; \quad (3.1)$$

где  $l$  – длина участка, км;

$P$  – поток мощности на участке, МВт.

Проверим правильность выбранного уровня напряжения во 2 варианте.

$$U_{\text{рац(Иман-Новопокровка)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{80} + \frac{2500}{34,5}}} = 112,7 \text{ кВ.}$$

На участке сети Иман-Новопокровка выберем напряжение равное 110 кВ.

Проведенные расчеты показывают, что номинальное напряжение во втором варианте выбрано правильно.

Проверим правильность уровня напряжения, выбранного в варианте 3.

$$U_{\text{рац(Иман-Новопокровка)}} = \frac{1000}{2 \cdot \sqrt{\frac{500}{80} + \frac{2500}{34,5}}} = 56,36 \text{ кВ.}$$

На участке сети Иман-Новопокровка напряжение равное 110 кВ приемлемо.

Выбор поперечного сечения ЛЭП.

Предварительно выбранные сечения проводов для каждого из вариантов представлены в таблице 3.2.

Таблица – 3.2 Сечения для принятых вариантов.

Наименование линии	Uном, кВ	Марка провода, кабеля	Сечен. провода	Длина, км	Iдоп, А	Iр, А
<b>Вариант № 2</b>						
ВЛ 110 кВ Иман-Новопокровка	110	АС-120	120	80	390	103
<b>Вариант № 3</b>						
ВЛ 110 кВ Иман-Новопокровка 1	110	АС-120	120	80	390	103
ВЛ 110 кВ Иман-Новопокровка 2	110	АС-120	120	80	390	103

### 3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов

В данном разделе рассматривается выбор количества и мощности силовых трансформаторов для каждого из рассматриваемых вариантов.

Мощность силового трансформатора определяется выражением:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{ср.з.і}^2 + Q_{неск.з.і}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (3.2)$$

где  $P_{ср.з.і}$  – среднее значение активной мощности в зимний период, МВт;

$Q_{неск.з.і}$  – некомпенсированная мощность в зимний период, Мвар;

$n$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_3$  – коэффициент загрузки.



$$S_p = \frac{\sqrt{4,42^2 + 1,77^2}}{2 \cdot 0,7} = 3,1 \text{ МВА.}$$

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей приняты решения на ПС 110/35/10 кВ Новопокровка по установке двух трансформаторов напряжением 110/35/10 кВ, мощность силовых трансформаторов 6,3 МВА каждый. Принимаем решение об отсутствии необходимости замены трансформатора на ПС 110 кВ Новопокровка и оставляем существующие трансформаторы ТМТН-6300/110-71 У1. Данные трансформаторы так же находятся на нижней границе имеющейся в ряду мощности.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (3.3)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{3,4}{2 \cdot 6,3} = 0,35$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (3.4)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{3,4}{6,3} = 0,7.$$

Коэффициенты нагрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы указывают на то, что установленный трансформатор будет недогружен. Данный факт дает нам возможность увеличения нагрузки ПС 110 кВ Новопокровка без замены существующих трансформаторов.

### 3.4 Выбор варианта сети

Выбор основан на объеме капитальных вложений, необходимых для осуществления принятых вариантов.

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

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

#### 3.4.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП

Укрупненных стоимостных показателей ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства.

Данные по ЛЭП проектируемых сетей 2 и 3 вариантов приведены в таблице 3.3 [27].

Таблица 3.3 – Параметры линий конкурентных вариантов

Наименование линии	Марка провода, кабеля	Сечен. провода	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии, тыс. руб/км, [27].
Вариант № 2				
ВЛ 110 кВ Иман-Новопокровка	АС-120	120	80	987
Вариант № 3				
ВЛ 110 кВ Иман-Новопокровка 1	АС-120	120	80	1495
ВЛ 110 кВ Иман-Новопокровка 2	АС-120	120	80	

Капитальные затраты в сооружение ЛЭП будут определяться по формуле [22]:

$$K_{\text{ВЛЭП}} = K_{\text{инф.ВЛЭП}} \cdot K_p \cdot \sum_{i=1}^n C_i \cdot l_{ij}, \quad (3.5)$$

где  $K_{\text{инф.ВЛЭП}}$  – коэффициент инфляции равный 5,49 [28];

$K_p = 1,4$  – районный коэффициент [7];

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

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

Затраты на сооружение ВЛЭП в Приморском крае с учетом коэффициента инфляции и районного коэффициента для первого и второго вариантов соответственно составили:

$$K_{\text{линии2}} = 5,46 \cdot 1,4 \cdot (80 \cdot 987) = 603,6 \text{ млн.руб.}$$

$$K_{\text{линии3}} = 5,46 \cdot 1,4 \cdot (80 \cdot 1495) = 914,2 \text{ млн.руб.}$$

### 3.4.2 Капитальные затраты в сооружение ПС

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{П}}, \quad (3.6)$$

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

$K_{ТР}$  – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{КУ}$  – капиталовложения в компенсирующие устройства;

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

$K_{П}$  – районный коэффициент для Приморского края равный 1,4;

$K_{ИНФ}$  – коэффициент инфляции на 2023 г, равный 5,49.

Трансформаторы в обоих вариантах остаются прежние, следовательно затраты на их покупку учитываться не будут.

Таблица 3.4 – Трансформаторы, устанавливаемые при реализации вариантов

ПС	Тип	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПС Новопокровка	ТМТН-6300/110-71 У1	2	0
Итого			0

Капитальные затраты на ОРУ представлены в таблице 3.5 и 3.6.

Таблица 3.5 – Стоимость ОРУ 2 Вариант

Схема РУ	Цена 2000 г., млн. руб, ПС, [27].	Срок полезного использования Тсл, лет
110-5АН	62040 (ПС Новопокровка)	20
Итого	62040	20

Таблица 3.6 – Стоимость ОРУ 3 варианта

Схема РУ	Цена 2000 г., млн. руб, ПС	Срок полезного использования Тсл, лет
110-9	70020 (ПС Новопокровка)	20
110-9	70020 (ПС Иман)	20
Итого	140040	20

Постоянная часть затрат представлена в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Постоянная часть затрат

Схема распредел. устройства	Постоянная часть затрат в ценах 2000 г., млн. руб.
Второй вариант	
110-5АН	110 кВ – 9300 (ПС Новопокровка)
Третий вариант	
110-9	110 кВ – 10340 (ПС Новопокровка)
110-9	110 кВ – 10340 (ПС Иман)

Рассчитаем общие инвестиции в строительство ПС для каждого варианта:

$$K_{\text{ПС}2} = (9300 + 0 + 62040) \cdot 5,46 \cdot 1,4 = 545,3 \text{ млн.руб.}$$

$$K_{\text{ПС}3} = (10340 + 70020 + 70020 + 10340) \cdot 4,56 \cdot 1,4 = 1229 \text{ млн.руб.}$$

Для удобства вычисления суммарных капиталовложений, сведем полученные данные капиталовложений ПС и капиталовложений ВЛ в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 - Сводная таблица капиталовложений в проектируемые сети

	2 вариант	3 вариант	Разница, %
	Капиталовложения, млн. руб.	Капиталовложения, млн. руб.	
Сооружение ПС	545,3	1229	125,38
Воздушные линии	603,6	914,2	51,46
Итого	1149	2143	86,51

Как видно из таблицы 3.8, вариант 2 на 86,51% дешевле (1149 млн рублей), чем третий. В результате технико-экономического сравнения вариантов сети можно сделать вывод, что Вариант 2 является более подходящим, поскольку при его использовании общие капитальные вложения меньше.

### 3.5 Конструктивное исполнение питающих линий и их прокладка

Настоящий раздел ВКР содержит проектные решения относительно реконструкции одноцепной ВЛ 110 кВ Иман - Новопокровка.

В административном отношении трасса реконструируемой ВЛ 110 кВ проложена по территории Красноармейского муниципального района и расположена на землях лесного фонда, водного фонда, промышленности, энергетики и иного специального назначения.

Начальной точкой реконструируемой ВЛ 110 кВ Иман - Новопокровка является порталная натяжная гирлянда ОРУ 110 кВ ПС Иман, конечной точкой - является линейный портал 110 кВ реконструируемой ПС Новопокровка. Генеральное направление трассы реконструируемой ВЛ – восточное.

Трасса ВЛ имеет протяженность 80 км.

#### 3.5.1 Сведения о категории и классе линейного объекта

Проектируемая ВЛ 110 кВ отнесена к I классу - линии с номинальным эксплуатационным напряжением 110 кВ независимо от категорий потребителей.

Проектная пропускная способность реконструируемой ВЛ 110 кВ определена исходя из марки подвешиваемого провода АС 120/19-А1F/40SA.

Допустимый длительный ток для неизолированных проводов по ГОСТ 839-80 приведен в табл. 1.3.29 ПУЭ 7 изд. Он принят из расчета допустимой температуры их нагрева + 70° С при температуре воздуха +25° С.

Длительно-допустимый переменный ток по условиям нагрева для самого жаркого месяца составляет:

$$I_{\text{дл.доп.}} = I_n \cdot k_T; \quad (3.7)$$

$$I_{\text{дл.доп.}} = 390 \cdot 0,94 = 366,6 \text{ А} .$$

где  $I_n = 390 \text{ А}$  – максимально-допустимый переменный ток провода АС 120/19;

$k_T=0,94$  – поправочный коэффициент на температуру воздуха для самого жаркого месяца по ПУЭ [11].

Длительно-допустимый переменный ток по условиям нагрева для самого холодного месяца составляет:

$$I_{\text{дл.доп.}} = I_n \cdot k_T ; \quad (3.8)$$

$$I_{\text{дл.доп.}} = 390 \cdot 1,29 = 503,1 \text{ А} .$$

где  $k_T=1,29$  – поправочный коэффициент на температуру воздуха для самого холодного месяца.

Пропускная способность реконструируемой ВЛ для самого жаркого месяца составляет:

$$S_{\text{min}} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{\text{max}} ; \quad (3.9)$$

$$S_{\text{min}} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 488,8 = 93,13 \text{ МВА} .$$

Пропускная способность реконструируемой ВЛ для самого холодного месяца составляет:

$$S_{\text{min}} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 670,8 = 127,8 \text{ МВА}$$

В таблице 3.9 приведены технико-экономические показатели реконструируемой ВЛ.

Таблица 3.9. – Основные технико-экономические показатели реконструируемой ВЛ.

Наименование	Описание
Напряжение, кВ	110
Марка провода	АС 120/19-А1F/40SA
Марка ВОЛС	ОКГТ-Ц-А-12 G.652D(ULL)-10,3 мм – 25 кА <sup>2</sup> •с – 60кН ОКГТ-С-12 G.652D(ULL)-11,7 мм – 42 кА <sup>2</sup> •с – 76кН
Количество цепей	Одна
Количество проводов в фазе, шт	1
Типы изоляторов	тип стеклянный
Протяженность трассы, км	80
Анкерно-угловые опоры, тип опор	1У110-3 (с подставками и без) по типовой серии 3.407.2-170.3; 1У110-5 (с подставками и без) по типовой серии 3.407.2-156.3
Промежуточные опоры, тип опор	ПГ35/110-3.110Т по типовой серии ОЭМЗ-КР-ТП.ВЛ.35/110/220.001-22; ПГ35/110-4.110ТМ по типовой серии ОЭМЗ-КР-ТП.ВЛ.35/110/220.002
Тип фундаментов: Анкерные опоры Промежуточные опоры	Стальные сваи, железобетонные грибовидные подножки. Стальные свайные, стальные стойки диаметром 720 мм.

### 3.6 Проверка провода

Расчеты по выбору сечения проводов реконструируемой ВЛ 110 кВ Иман - Новопокровка выполнены по нормированным значениям экономической плотности тока (согласно требованиям ПУЭ изд. 7 (Глава 1.3)).

Экономически целесообразное сечение  $S$  проводов фазы ВЛ 110 кВ Иман - Новопокровка составляет:

$$S = \frac{I_p}{J_n} ; \quad (3.10)$$

$$S = \frac{175,57}{1,5} = 116 \text{ мм}^2$$



где  $J_n = 1,5 \text{ А/мм}^2$  (нормированная плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузки более 5000 ч/год);

$I_p = 175,57 \text{ А}$  – ток в нормальном режиме.

На основании вышеуказанного расчета на ВЛ 110 кВ Иман - Новопокровка предусмотрена подвеска провода сечением не менее  $120 \text{ мм}^2$ .

Нами принят провод АС 120/19-А1F/40SA по ТУ 3511-019-63976268-2016.

Компактированный провод АС состоит из стального сердечника, плакированного алюминием и токопроводящими повивами из алюминия. Наружный и внутренний повивы имеют трапециевидную форму. Такая конструкция придает проводу гладкую поверхность, что способствует снижению объем гололеда, задерживающегося на проводе, сокращению действующую на него ветро-гололедную нагрузку, а также увеличивает его пропускную способность. Благодаря покрытию стального сердечника алюминием, провод надежно защищен от воздействия агрессивной среды, что позволяет применять его вблизи берега моря и загрязненных промзон.

### **3.7 Описание линейной схемы ВОЛС по ВЛ 110 кВ Иман - Новопокровка**

Границей проектирования ВОЛС со стороны ПС Иман является приемный портал.

Границей проектирования ВОЛС со стороны ПС Новопокровка являются шкаф оборудования ВОЛС расположенный в здании ОПУ.

На приемном портале ПС Иман предусматривается барабан (БШ-1-3) с намотанным технологическим запасом ОКГТ и муфтой МОПГ-М. Барабан закреплен на приемном портале на высоте 6 м над землей. Из муфты выходит ОКГТ, поднимается по порталу до тросостойки.

Далее по опорам ВЛ производится подвеска ОКГТ в воздушном исполнении до приемного портала ПС Новопокровка.

### **3.8 Защита провода и грозотроса от вибрации**

Район строительства относится к районам с умеренной пляской проводов, следовательно, применение междуфазных изолирующих распорок не требуется.

Проектом предусматривается защита провода и грозотроса от вибрации универсальными многочастотными гасителями вибрации. Эффективность работы достигается за счет несимметричной конструкции – различная длина плеч демпфирующего троса и различные веса грузов.

### **3.9 Сведения о транспозиции фаз на ВЛ**

Протяженность реконструируемой ВЛ 110 кВ Иман - Новопокровка составляет 80 км.

Согласно п. 2.5.14 ПУЭ 7 изд. при длине ВЛ более 100 км предусматривается полный цикл транспозиции фаз [11], следовательно применение транспозиции на реконструируемой ВЛ 110 кВ не требуется.

## 4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС 110 КВ НОВОПОКРОВКА

### 4.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания выполнен в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

Расчет произведен в целях проверки основного оборудования 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ, выбранного по токам нагрузки, для расчета релейной защиты и элементов схемы электрических соединений подстанции.

Расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Новопокровка» произведен из значения тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Иман - 1,7 кА.

Результаты расчета токов трехфазного КЗ на шинах 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ ПС 110/35/10 кВ «Новопокровка», сведены в таблицу 4.1.

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой, средней и низкой сторонах подстанции ПС 110 кВ Новопокровка для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки, система – сопротивлениями и ЭДС.

4.1.1 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения. При этом установлены средние номинальные напряжения:

Уср: 500; 515; 330; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 17.75; 13.8; 10.5; 6.3; 3.15; 0.69; 0,4; 0,23кВ.

Расчет выполняем в относительных величинах приближенным способом при принятой базисной мощности  $S_b = 100$  МВА.

Составим исходную схему электрической сети.

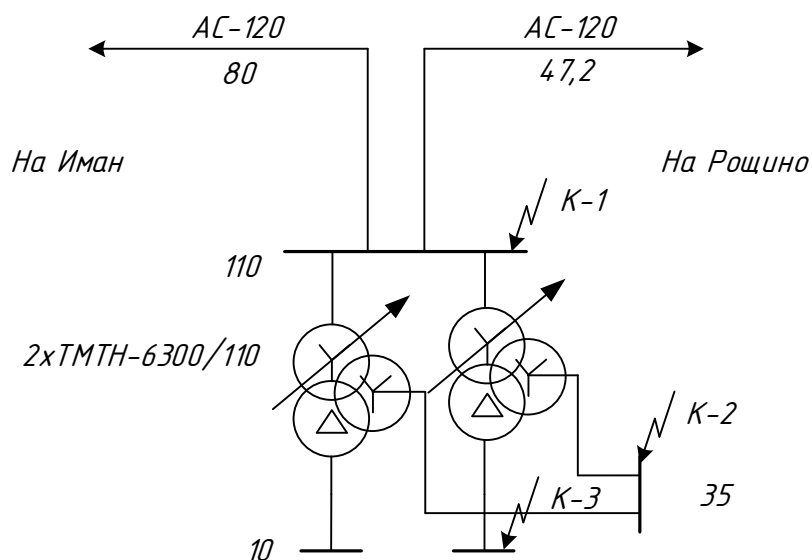


Рисунок 4.1 – Исходная схема сети

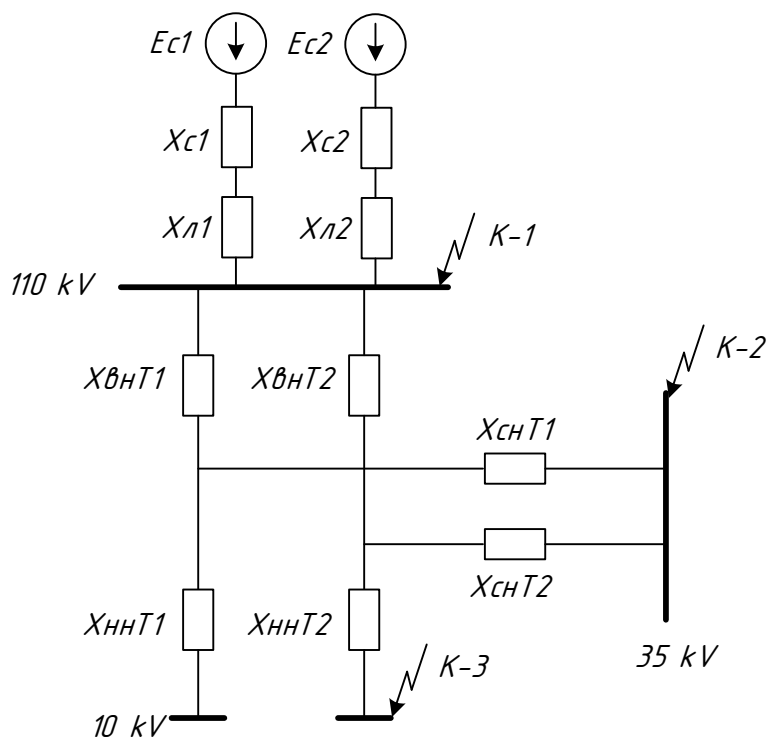


Рисунок 4.2 – Схема замещения для расчета

Произведем расчет параметров схемы замещения.

Напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток трансформаторов:

- номинальной мощностью  $S_{T. \text{НОМ}} = 6,3 \text{ МВА}$ :

$$U_{KV-C} = 11 \% ; U_{KV-H} = 35 \% ; U_{KC-H} = 22 \% ;$$

Напряжения короткого замыкания для каждой стороны автотрансформатора находим по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений), %:

$$U_{KV} = 0,5 \cdot (U_{KV-H} + U_{KV-C} - U_{KC-H}) ; \quad (4.1)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KV-C} + U_{KC-H} - U_{KV-H}) ; \quad (4.2)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KV-H} + U_{KC-H} - U_{KV-C}) . \quad (4.3)$$

Таким образом для трансформатора имеем:

$$U_{KV} = 0,5 \cdot (35 + 11 - 22) = 12 \% ;$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (11 + 22 - 35) = 0 ;$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (35 + 22 - 11) = 23 \% .$$

Сопротивления трансформаторов определяются по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений):

$$X_{T.B} = \frac{U_{KV}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{T. \text{НОМ}}} ; \quad (4.4)$$

$$X_{T.B} = \frac{12}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 0,19 \text{ о.е.}$$

$$X_{T.C} = \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.HOM}} ; \quad (4.5)$$

$$X_{T.C} = \frac{0}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 0 \text{ о.е.}$$

$$X_{T.H} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.HOM}} ; \quad (4.6)$$

$$X_{T.H} = \frac{23}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 0,36 \text{ о.е.}$$

ЭДС системы принимаем как систему бесконечной мощности ( $E_c=1$ )

Сопротивление системы можно определить по формуле:

$$X_C = \frac{S_6}{S_K} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot I_{кз}} , \quad (4.7)$$

где  $S_6$  – базисная мощность, МВА;

$I_{кз}$  - ток к.з. на шинах ПС 220 кВ Иман (на 2022 г.), кА.

$$X_{c1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 1,7} = 0,295 \text{ о.е.}$$

$$X_{c2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 1,7} = 0,295 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивления линий:

$$X_{Л} = X_{y0} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} , \quad (4.8)$$

где  $X_{уд}$  – удельное сопротивление линии, Ом/км;

$l$  – длина линии, км;

$U_{cp}$  – напряжение из среднего ряда, кВ.

$$X_{л1} = 0,4 \cdot 88 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,254 \text{ о.е.},$$

$$X_{л2} = 0,4 \cdot 47,2 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15 \text{ о.е.},$$

### 1.2.3 Расчёт токов КЗ

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{по} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}}, \quad (4.9)$$

где  $E_{ЭКВ}$  – эквивалентная ЭДС ;

$X_{ЭКВ}$  – эквивалентное сопротивление.

Апериодическую составляющую тока к.з. в произвольный момент времени  $t$  и ударный ток короткого замыкания определим соответственно по формулам, кА:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (4.10)$$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}, \quad (4.11)$$

где  $K_y$  - ударный коэффициент;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К –1 (шины 110 кВ):

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1}; \quad (4.12)$$

$$X_1 = 0,042 + 0,03 = 0,072 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{Л2}; \quad (4.13)$$

$$X_2 = 0,02 + 0,027 = 0,047 \text{ о.е.};$$

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = 0,028 \text{ о.е.}; \quad (4.14)$$

$$X_4 = \frac{(X_{CHT} / 2) \cdot (X_{HHT} / 2)}{(X_{CHT} / 2) + (X_{HHT} / 2)} + (X_{вHT} / 2) = 0,095 \text{ о.е.}; \quad (4.15)$$

$$X_5 = \frac{X_4 \cdot X_3}{X_4 + X_3} = 0,53 \text{ о.е.}; \quad (4.16)$$

$$I_{\text{НО}(K-1)}^{(3)} = \frac{E_C}{X_5} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}}; \quad (4.17)$$

$$I_{\text{НО}(K-1)}^{(3)} = \frac{1}{0,53} \cdot 0,502 = 0,95 \text{ кА}$$

Для точек К-2 и К-3 расчет выполняется аналогично. Результаты расчета тока КЗ сведены в таблицу 4.1, так же подробный расчет приведен в приложении А.

$$I_{\text{НО}(K-2)}^{(3)} = \frac{1}{0,531} \cdot 1,54 = 2,9 \text{ кА}$$

$$I_{\text{НО}(K-3)}^{(3)} = \frac{1}{0,75} \cdot 5,77 = 7,8 \text{ кА}.$$



Таблица 4.1 - Значения токов короткого замыкания

Точка К.З.	Ток трехфазного короткого замыкания, кА	
	$I^{(3)}$	$i_{уд}$
Шины 110 кВ	0,95	2,42
Шины 35 кВ	2,9	7,38
Шины 10 кВ	7,8	19,86

## 4.2 Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

$$I_{ном.расч.} = \frac{1.4 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.сети}}; \quad (4.18)$$

где  $I_{ном.расч.}$  – номинальный расчетный ток кА;

$S_{тр}$  – мощность трансформатора, кВА;

По отключающей способности:

$$I_{откл.} \geq I_{по.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{дин.} \geq i_{уд.}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{но.}; \quad (4.19)$$

где  $i_{y\partial}$  – ударный ток, кА;

$K_{y\partial} = 1,8$  – ударный коэффициент.

По току термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}; \quad (4.20)$$

$$B_{к} = I_{но}^2 \cdot t_{откл}. \quad (4.21)$$

где  $B_{к}$  – тепловой импульс тока КЗ, кА<sup>2</sup>с;

$t_{откл}$  – время отключения тока КЗ, с.

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (4.22)$$

где  $\beta_{ном}$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключенном токе, 40 %;

$I_{ном.откл}$  – номинальный ток отключения, кА.

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{но}. \quad (4.23)$$

#### 4.2.1 Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Произведем расчет на примере выбора и проверки выключателя 110 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.}} = U_{\text{ном.сети.}}$$

По номинальному току:

$$I_{\text{ном.расч.}} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,29 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}; I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{ном.расч.}}$$

По отключающей способности:

$$I_{\text{откл.}} = 40 \text{ кА}; I_{\text{по}} = 0,95 \text{ кА};$$

$$I_{\text{откл.}} \geq I_{\text{по.}}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 0,95 = 2,42 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}; i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.}}$$

По току термической стойкости:

$$B_{\text{к}} = 0,95^2 \cdot 3 = 2,26 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

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

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 1,16 = 1,34.$$

Результаты выбора проверки выключателей 110 кВ представлены в таблице 6.3. Принимаем для установки выключатель типа ВБТ-110 (УХЛ1) т.к. данный выключатель удовлетворяет предъявляемым требованиям.

Таблица 4.2 - Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Место установки	Паспортные данные					Расчетные данные				
	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>ном</sub> ,	I <sub>откл</sub> ,	i <sub>дин</sub> ,	I <sup>2</sup> ×t,	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>нр</sub> ,	I <sub>по</sub> ,	i <sub>уд</sub> ,	B <sub>к</sub> ,
		А	кА	кА	кА <sup>2</sup> ·с		А	А	кА	кА <sup>2</sup> ·с
ОРУ 110 кВ	110	1000	40	102	4800	110	46,29	0,95	2,42	2,26

### 4.3 Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети} ;$$

- по номинальному току:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.} ;$$

- по конструкции;

- по роду установки.

Проверка разъединителей производится по следующим параметрам:

- на электродинамическую стойкость:

$$i_{дин.} \geq i_{уд.} ;$$

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{но.} \tag{4.24}$$

где  $i_{y\partial}$  – ударный ток, кА;

$K_{y\partial} = 1,8$  – ударный коэффициент.

По току термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad (4.25)$$

$$B_k = I_{но}^2 \cdot t_{откл}. \quad (4.26)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ, кА<sup>2</sup>с;

$t_{откл}$  – время отключения тока КЗ, с.

#### 4.3.1 Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Произведем расчет на примере выбора и проверки разъединителя 110 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,29 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = 1000 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 0,95 = 2,42 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 80 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{y\partial}.$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 0,95^2 \cdot 3 = 2,26 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K.$$

Таблица 4.3 - Проверка разъединителей 110 кВ

Место установки	Паспортные данные				Расчетные данные				
	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>ном</sub> ,	i <sub>дин</sub> ,	I <sup>2</sup> ·t,	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>нр</sub> ,	I <sub>по</sub> ,	i <sub>уд</sub> ,	B <sub>к</sub> ,
		А	кА	кА <sup>2</sup> ·с		А	А	кА	кА <sup>2</sup> ·с
ОРУ 110 кВ	110	1000	80	4800	110	46,29	0,95	2,42	2,26

Результаты проверки и выбора разъединителей представлены в таблице 4.3. Выбранные разъединители типа РГ-110 (УХЛ1) удовлетворяют предъявляемым требованиям и могут быть приняты к установке.

#### 4.4 Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ

При выборе ТТ номинальный ток должен быть насколько возможно ближе к рабочему току оборудования, иначе недозагруженность первичной обмотки приведёт к увеличению погрешностей.

Для выбора ТТ нужно найти нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}; \tag{4.27}$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка ТТ;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2; \quad (4.28)$$

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{\text{ПРИБ}}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{\text{ПР}}$  и переходного сопротивления контактов  $R_{\text{К}}$  и определяется по формуле:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}}; \quad (4.29)$$

Для выбора трансформаторов тока, для начала нужно найти количество и тип измерительных приборов, подключенных во вторичную цепь трансформатора тока, а также знать мощность нагрузки этих приборов. Также необходимо знать длину соединительных проводов.

Минимальные сечения проводов должны быть  $2,5 \text{ мм}^2$  для меди. Максимальные сечения –  $6 \text{ мм}^2$ . После этого находится сопротивление наиболее нагруженной фазы [11].

На стороне 110 кВ ранее были выбраны выключатели со встроенными трансформаторами тока типа ТВ-110. Произведем расчет.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021-5-3	7.5	7.5	7.5
ИТОГО		7.5	7.5	7.5

Для того чтобы обеспечить соблюдение условий заданного класса точности необходимо соблюсти условие:

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq \sum (Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}); \quad (4.30)$$

Сопротивление приборов будет равно:

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{\text{вторН}}^2}; \quad (4.31)$$

$$R_{\text{ПРИБ}} = \frac{7.5}{5^2} = 0.3 \text{ Ом.}$$

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

$I_{\text{втор}}$  – номинальный вторичный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_{\text{к}} = 0.1$  Ом так как число прибор подключенных к трансформатору тока устанавливается в количестве 4 штук.

Согласно ПУЭ [11] примем длины соединительных проводов. Длины представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Длины соединительных проводов

$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
110	75-100
35	60-70
6	6-10

Для подключения приборов принимается провод ВВГнг  $q = 2.5 \text{ мм}^2$  с медными жилами и удельным сопротивлением  $\rho = 0.0175 \text{ (Ом}\cdot\text{мм}^2)/\text{м}$ .

Сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{ПР}} = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (4.32)$$

$$R_{\text{ПР}} = \frac{0.0175 \cdot 75}{2.5} = 0.525 \text{ Ом.}$$



Итоговое сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = R_2 = 0.3 + 0.525 + 0.1 = 0.925 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено ниже в таблице 4.7. Класс точности 0.2.

Выбор трансформаторов тока производится аналогично выбору разъединителей и произведен по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{ном.сети}}.$$

- по номинальному току:

$$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{ном.расч.}}$$

- по току термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k.$$

- по току электродинамической стойкости:

$$i_{\text{Дин.}} \geq i_{\text{уд.}}$$

- по классу точности.

На стороне 110 кВ ранее были выбраны выключатели со встроенными трансформаторами тока типа ТВ-110. Произведем расчет на примере выбора и проверки трансформатора тока ввода силового трансформатора 110 кВ:

Произведем расчет на примере выбора и проверки трансформатора тока ввода силового трансформатора 110 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,29 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = 100 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,80,95 = 2,42 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 42 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 0,95^2 \cdot 3 = 2,26 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K.$$

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока 110 кВ представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ

Место установки	Паспортные данные						Тип трансформатора тока	Расчетные данные					
	Наименование ячеек	Ун.с, кВ	Іном, А	І2×t, кА2·с	ідин, кА	S2ном, ВА		Zвтор, Ом	Ун.с, кВ	Інр, А	Вк, кА2·с	іуд, кА	S2, В·А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ввод 110 кВ	110	200	4800	42	30	2	ТВ-110 200/5	110	46,29	2,26	2,4	7.5	0.93
СВ 110 кВ	110	200	4800	42	30	2	ТВ-110 200/5	110	46,29	2,26	2,4	7.5	1.93
РП 110 кВ	110	200	4800	42	30	2	ТОГФ-110 (УХЛ1) 200/5	110	46,29	2,26	2,4	7.5	1.93

Вывод: принятые к установке трансформаторы тока ТОГФ-110 (УХЛ1) 200/5 и ТВ-110 200/5 соответствуют предъявляемым к ним требованиям и могут быть допущены к эксплуатации.

#### 4.5 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ

Выбор измерительных трансформаторов напряжения производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}$$

- по классу точности;

- по конструктивному исполнению.

Проверка выключателей производится по следующим параметрам:

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2ном.} \geq S_2$$

Расчет выбора трансформаторов напряжения выполнен для аварийного режима, т. е. при выводе из работы одного трансформатора.

Результаты выбора и проверки измерительных трансформаторов напряжения сведены в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 - Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Место установки	Расчетные данные		Трансформатор напряжения		Каталожные данные	
	$U_{ном.сети},$ кВ	$S_2,$ ВА	Класс точности	Тип	$U_{ном.},$ кВ	$S_{2ном.},$ ВА
ОРУ-110 кВ	110	59	0,5	ЗНОГ-110	110	400
		-	3			1200

#### 4.5.1 Выбор сечения кабелей цепей напряжения

Проверка вторичных цепей трансформатора напряжения заключается в проверке выбранных кабелей на потери напряжения у самого удаленного приемника.

Сопротивление фазного провода в цепи основных обмоток трансформатора напряжения:

$$R_{пр} = \frac{\Delta U \cdot U_{ном.}}{3S_{нагр}}; \quad (4.33)$$

где  $S_{нагр}$  - нагрузка наиболее загруженной фазы ТН, ВА;

$U_{ном.} = 100$  В А - номинальное линейное напряжение вторичной цепи ТН;

$\Delta U$  - допустимая потеря напряжения 0,5%:

Сечение жил кабеля:

$$q = \frac{l}{\gamma \cdot r_{пр}}; \quad (4.34)$$

где  $l$  - длина кабеля, м;

$\gamma$  - удельная проводимость меди,  $\gamma = 57 \frac{М}{Ом \cdot мм^2}$ ;

$r_{пр}$  - сопротивление жилы кабеля.

Результаты выбора сечения кабеля и проверки его по потерям Напряжения представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 - Выбор сечения кабеля и проверка его по потерям напряжения.

Место установки ТН		Класс точности	Длина кабеля, м	$r_{np}$ , Ом	Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	
откуда	куда				расчетное	принимаемое
ОРУ-110 кВ	ОПУ	0,5	76	0,55	3,31	4

Вывод: принятые к установке трансформаторы напряжения удовлетворяют предъявляемым требованиям и могут быть допущены к установке и эксплуатации.

#### 4.6 Выбор и проверка КРУН 35 кВ

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 35 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 146 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = 1600 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 25 \text{ кА}; I_{по} = 2,9 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{по.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,9 = 7,4 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 64 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости:

$$B_k = 2,9^2 \cdot 3 = 25,23 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k.$$

Характеристики КРУ-СЭЩ-65 35 кВ приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор и проверка КРУ-СЭЩ-65 35 кВ

Комплектующая аппаратура	Название	Паспортная характеристика	Расчетное значение
Вакуумные выключатели	ВВУ-СЭЩ	$U_H=35 \text{ кВ}$	$U_H=35 \text{ кВ}$
		$I_{ном}=1600 \text{ А}$	$I_{нр}=146 \text{ А}$
		$I_{откл}=25 \text{ кА}$	$I_{по}=2,9 \text{ кА}$
		$i_{дин}=64 \text{ кА}$	$i_{уд}=7,4 \text{ кА}$
		$I^2 \times t=1875$	$B_k=25,23$
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	$U_H=35 \text{ кВ}$	$U_H=35 \text{ кВ}$
		$I_{ном}=200 \text{ А}$	$I_{нр}=146 \text{ А}$
		$i_{дин}=64 \text{ кА}$	$i_{уд}=7,4 \text{ кА}$
		$I^2 \times t=1875$	$B_k=25,23$
Измерительные трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	$U_H=35 \text{ кВ}$	$U_H=35 \text{ кВ}$

Принимаем для установки КРУ-СЭЩ-65 35 кВ.

#### 4.7 Выбор и проверка КРУН 10 кВ

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 12 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}.$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = \frac{6300 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 463 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = 3150 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 31,5 \text{ кА}; I_{по} = 7,8 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{по.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,8 = 19,9 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 65 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 7,8^2 \cdot 3 = 182,52 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$$

Характеристики КРУ-СЭЩ-59 10 кВ приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Выбор и проверка КРУ-СЭЩ-59 10 кВ

Комплектующая аппаратура	Название	Паспортная характеристика	Расчетное значение
Вакуумные выключатели	ВВУ-СЭЩ	$U_H=10 \text{ кВ}$	$U_H=10 \text{ кВ}$
		$I_{ном}=3150 \text{ А}$	$I_{нр}=463 \text{ А}$
		$I_{откл}=31,5 \text{ кА}$	$I_{по}=7,8 \text{ кА}$
		$i_{дин}=64 \text{ кА}$	$i_{уд}=19,9 \text{ кА}$
		$I^2 \times t=2976$	$B_K=182,52$
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	$U_H=10 \text{ кВ}$	$U_H=10 \text{ кВ}$
		$I_{ном}=600 \text{ А}$	$I_{нр}=463 \text{ А}$
		$i_{дин}=64 \text{ кА}$	$i_{уд}=19,9 \text{ кА}$
		$I^2 \times t=2976$	$B_K=182,52$
Измерительные трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	$U_H=10 \text{ кВ}$	$U_H=10 \text{ кВ}$

Результаты выбора проверки КРУ-СЭЩ-59 10 кВ представлены в таблице 4.9. Принимаем для установки КРУ-СЭЩ-59 10 кВ т.к. данное КРУ удовлетворяет предъявляемым требованиям.

#### **4.8 Выбор трансформаторов собственных нужд**

Технические решения по выполнению собственных нужд ПС

При реконструкции ПС 110/35/10 кВ Новопокровка предлагается установка новых трансформаторов собственных нужд 250/10/0,4 и щита собственных нужд 0,4 кВ (СН). Новые потребители 0,4 кВ запитываются от нового щита СН-0,4 кВ. Потребители старого щита СН-0,23 кВ частично демонтируются.

Питание электроприемников выполняется по смешанной (магистрально-радиальной) схеме распределения электроэнергии от нового щита СН 0,4 кВ, который устанавливается в помещении нового модульного ОПУ. Щит собственных нужд 0,4 кВ выполнен двухсекционным с питанием от двух трансформаторов СН 10/0,4 кВ. Питание (подключение) ТСН выполняется по кабельным линиям от первой и второй секций КРУН-10 кВ предохранителя. Секции КРУН-10 кВ присоединяются к обмоткам НН 10 кВ трансформаторов Т1 и Т2.

Трансформаторы собственных нужд 10/0,4 кВ принимаются масляные, наружной установки.

Питание проектируемых электроприемников собственных нужд предусматривается от 3-х фазной электрической сети с заземленной нейтралью напряжением 380/220 В с частотой 50 Гц.

Проектируемая сеть СН переменного тока выполняется кабелем с медными жилами, с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридных композиций пониженной пожароопасности, типа ВВГнг-LS.

Здание нового ОПУ оснащено системами вентиляции, охранно-пожарной сигнализации, рабочим и аварийным освещением. Разработка и поставка данных систем производится заводом-изготовителем. Питание данных систем предусматривается от щита собственных нужд здания (ЩСН ОПУ),



поставляемого комплектно со зданием. Питание ЩСН ОПУ предусматривается от ЩСН ПС, устанавливаемого в помещении нового ОПУ.

Принимаем к установке трансформатор масляный 10 кВ мощностью 250 кВА производства группа ЗАО «Группа Компаний «ЭЛЕКТРОЩИТ».

Расчетная максимальная мощность собственных нужд определяется суммированием установленной мощности отдельных приемников, умноженной на коэффициенты участия в максимуме.

Активные и реактивные мощности собственных нужд определяются отдельно для зимнего и летнего максимумов. Полная расчетная мощность для лета и зимы  $S_{л}$ ,  $S_{з}$ , кВА, определяется по формулам:

$$S_{л} = \sqrt{(\sum P_{л})^2 + (\sum Q_{л})^2}; \quad (4.35)$$

$$S_{з} = \sqrt{(\sum P_{з})^2 + (\sum Q_{з})^2} \quad (4.36)$$

За расчетную мощность  $S_p$ , кВА, для выбора трансформаторов собственных нужд (ТСН) принимается мощность в зимний период т.к. в данный сезон нагрузка на ТСН возрастает за счет необходимости поддержания температурного режима зданий и сооружений ПС.

Активные и реактивные мощности зимнего максимума для расчета ТСН приведены в таблице 4.12.

Полная мощность зимнего максимума:

$$S_{з} = \sqrt{226,25^2 + 93,67^2} = 244,87 \text{ кВА.}$$

$$S_p = 244,87 \text{ кВА.}$$

$$250 \text{ кВА} > 244,87 \text{ кВА.}$$

Мощности трансформаторов ТСН-1, ТСН-2 два трансформатора собственных нужд типа ТМГ-250/10, напряжением 10/0,4 кВ достаточно для питания потребителей собственных нужд в нормальном и аварийном режимах.

Таблица 4.12 – Нагрузка трансформатора собственных нужд

Наименование нагрузки	Нагрузка на трансформатор	
	Рз, кВт	Qз, кВАр
Обогрев выключателей	66,94	27,64
Отопление	48,47	5,16
Освещение	14,41	5,38
Аварийное освещение	1,05	0,25
Отопление ЗРУ	27,51	9,92
Освещение аккумуляторной	19,91	6,77
Распред. Пункт 0,4 кВ	23,58	5,99
Питание ЗВУ	8,20	12,75
Связь, телемеханика	2,90	0,01
Наружное освещение	2,61	0,54
Сварочная сеть	3,24	10,85
Охлаждение силового трансформатора Т-1	3,72	4,21
Охлаждение силового трансформатора Т-2	3,72	4,21
Суммарная мощность потребителей	226,25	93,67

#### 4.9 Решения по организации оперативного постоянного тока

В соответствии с НТП на подстанции устанавливаются одна аккумуляторная батарея (АБ). АБ рассчитана на полную нагрузку системы оперативного постоянного тока подстанции (ПС).

Вся постоянная нагрузка на ПС (устройства РЗА, управления, сигнализации др.) в нормальном режиме питается от зарядно-подзарядных агрегатов. АБ воспринимает на себя толчковую нагрузку (токи КЗ, одновременное отключение(включение) группы выключателей), а также всю нагрузку при исчезновении питания переменного тока.

##### 4.9.1 Выбор аккумуляторной батареи.

Батарея должна выдерживать как минимум два часа разряда током нагрузки в автономном режиме (при потере собственных нужд подстанции).

На подстанции, в соответствии с техническим заданием на проектирование, принята система оперативного постоянного тока напряжением 220 В [1]:

- для сигнализации, питания релейной защиты;
- питания аварийного освещения.

Питание ЗВУ осуществляется от двух автономных источников трёхфазного напряжения переменного тока (щита собственных нужд).

В таблице 4.13 представлены данные для расчета параметров, выбора аккумуляторных батарей и зарядных устройств.

Таблица 4.13 – Постоянная нагрузка

№	Наименование	Суммарная максимальная мощность, Вт	Ток максимальный, А
1	Панели РЗА, сигнализация	724	3,29
2	Аварийное освещение	1100	5
3	Питание приводов выключателей 110 кВ	1980	9
4	Питание приводов выключателей 35 кВ	8360	38
5	Питание приводов выключателей 10 кВ	962	4,4
6	Панели РЗА, сигнализация	10787	49,03

#### 4.9.2 Выбор аккумуляторной батареи

Емкость аккумуляторной батареи определяется исходя из тока и характера нагрузки и времени резервирования.

Установившийся ток аварийного режима:

$$I_{\text{уст}} = I_{\text{ДЛ}} + I_{\text{АО}}, \quad (4.37)$$

где  $I_{\text{ДЛ}}$  – ток постоянной нагрузки РЗА (3,29 А);

$I_{\text{АО}}$  – ток нагрузки аварийного освещения (5 А).

$$I_{уст} = 3,29 + 5 = 8,29 \text{ А.}$$

Расчет емкости необходимо выполнить по разрядным таблицам для толчкового тока в конце аварийного режима:

$$I_{уст1} = \frac{I_{уст}}{0,8 \cdot T_K}, \quad (4.38)$$

где 0,8 – коэффициент емкости батареи в конце срока службы (80% от номинальной);

$T_K$  – температурный коэффициент емкости, зависящий от минимально возможной температуры в помещении, для 10 °С  $T_K$  соответствует 0,94.

$$I_{уст1} = \frac{8,29}{0,8 \cdot 0,94} = 11,1 \text{ А,}$$

$$t_1 = \frac{I_{уст1} \cdot t_{авар}}{I_{пр} + I_{уст}}, \quad (4.39)$$

где  $t_{авар}$  – нормируемая продолжительность аварийного режима – 120 мин;

$I_{пр}$  – ток, потребляемый приводами группы выключателей на подстанции.

$$t_1 = \frac{11,1 \cdot 120}{51,4 + 8,29} = 22,3 \text{ мин.}$$

Ток 51,4 А за 22,3 минут выдержит принимаемая батарея типа СК-2 (300 А·ч), 105 элементов, разрядившись до 1,8 В/эл.

#### 4.9.3 Выбор зарядно-выпрямительного устройства.

Ток зарядного устройства равен сумме тока нагрузки в нормальном режиме работы 3,29 А и тока подзаряда батареи 0,1 С10 = 30 А, что в сумме дает 33,29 А.

Зарядное устройство НРТ рассчитано на номинальный ток - 50 А. ВУ имеет мощность и напряжение, достаточные для заряда данной аккумуляторной батареи и питания потребителей постоянного тока в нормальном режиме, с учетом запаса.

#### 4.10 Выбор и расстановка оборудования ПС

Исходя из выполненного выбора и проверки оборудования на ПС 110 кВ Новопокровка принимаем к установке следующее оборудование, приведенное в таблице 4.14. Данное оборудование, допущено к применению на объектах ПАО «Россети».

Таблица 4.14 – Принимаемое оборудование

Место установки	Оборудование	Тип	Производитель
ОРУ 110	Выключатели	ВБТ-110 (УХЛ1)	ОАО «ЗЭТО»
	Встроенные ТТ	ТВ-110 (УХЛ1)	
	Разъединители	РГ-110 (УХЛ1)	
	Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	
	Трансформаторы тока ремонтной перемычки	ТОГФ-110 (УХЛ1)	
Территория ПС	ТСН. Трансформатор масляный 10 кВ мощностью 250кВА	ТМГ 250	ЗАО «Группа Компаний «ЭЛЕКТРОЦИТ»
РУ 35	РУ 35 кВ	КРУ-СЭЩ-65 35 кВ	ОАО "Электроцит"
РУ 10	РУ 10 кВ	КРУ-СЭЩ-59	ОАО "Электроцит"

## 5 ОРГАНИЗАЦИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ

### 5.1 Заземление подстанции

В установках высокого напряжения различают три вида заземлений: рабочее, защитное и заземление молниезащиты. К рабочему заземлению относятся заземления нейтралей силовых трансформаторов, генераторов, измерительных и испытательных трансформаторов, дугогасящих реакторов и т.д. Защитное заземление служит для обеспечения безопасности обслуживающего персонала. Заземление молниезащиты предназначено для отвода токов молнии в землю от защитных аппаратов, таких как ОПН, разрядники, молниеотводов и других конструкций, в которые произошел удар молнии. Все указанные виды заземлений выполняются в виде одного заземляющего устройства. Заземляющее устройство состоит из заземлителя и заземляющих проводников. Заземлителем называется металлический электрод или группа электродов. Заземляющими проводниками называют проводники, соединяющие заземляемые части электроустановок с заземлителем [19].

#### 5.1.1 Характеристика заземляющего устройства и молниезащиты

Для ПС 110/35/10 кВ «Новопокровка» принята степень загрязнения атмосферы II, с удельной эффективной длиной пути утечки внешней изоляции электрооборудования и изоляторов ОРУ-110 кВ не менее 2,00 см/кВ и ОРУ-35 кВ не менее 2,35 см/кВ [19].

В районе расположения ПС продолжительность гроз в среднем за год от 40 до 60 часов.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется при помощи отдельно стоящих молниеотводов и молниеотводов устанавливаемых на линейных порталах.

Заземляющее устройство рассчитано по условию требования к его сопротивлению грунта и должно иметь сопротивление в любое время года не более 0,5 Ом [19].

Заземляющее устройство рассчитано на сопротивление растеканию и выполнено в виде сетки из стальных полос сечением 50x5 мм, с трехметровыми вертикальными электродами, уголок 50x50x5 мм.

План заземления и молниезащита ПС представлены на чертеже листа 6 графической части ВКР.

Для обеспечения электромагнитной совместимости и улучшения электромагнитной обстановки предусматривается:

- оптимизация заземляющего устройства подстанции;
- заземление конструкций измерительных трансформаторов тока и коммутационных аппаратов путем их присоединения к продольным горизонтальным элементам заземляющего устройства кратчайшим путем с одновременным обеспечением в радиусе 3 м от мест присоединения заземляющего спуска к заземляющему устройству, растекание токов не менее, чем в 4-х направлениях по магистралям заземляющего устройства.
- применение экранированных кабелей с заземлением экранов с обеих сторон;
- металлические оболочки кабелей цепей управления, измерения и сигнализации заземляются на ОРУ, в РУ-10 кВ и в ОПУ.

Для экранирования кабелей параллельно кабельным трассам дополнительно прокладываются горизонтальные заземлители на расстоянии 0,1 м от кабельного лотка. Сечение экранирующего заземлителя принимается 50x5.

При этом присоединение металлических оболочек к заземляющему устройству выполняется в местах концевой разделки кабеля.

#### 5.1.2 Расчет заземляющего устройства

Расчет заземляющего устройства ПС выполнен в соответствии с [19]. Подробный расчет приведен в Приложении.

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_c = 1,4$  - для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_3 = \rho_{\text{изм}} \cdot K_c \quad (5.1)$$

$$\rho_3 = 140 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 0,7 м, так как на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_{\Gamma} = \left( \frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \cdot \left( \ln \left( \frac{1,5 \cdot l}{h \cdot d} \right) \right); \quad (5.2)$$

где  $l$  – длина вертикальных электродов;

$h$  – глубина на которую закладывается заземлитель;

$d$  – диаметр заземлителя.

$$R_{\Gamma} = \left( \frac{140}{3,14 \cdot 5} \right) \cdot \left( \ln \frac{1,5 \cdot 5}{\sqrt{0,7 \cdot 0,02}} \right) = 37 \text{ Ом}.$$

Сопротивление вертикальных электродов:

$$R_B = \frac{\rho_3}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4 \cdot l \cdot (2 \cdot h + 1)}{d \cdot (4 \cdot h + 1)} \quad (5.3)$$

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln \frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)}{0,02 \cdot (4 \cdot 0,7 + 5)} = 30 \text{ Ом}.$$



Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле

$$R_M = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{n_B \cdot R_\Gamma + n_\Gamma \cdot R_B} \quad (5.4)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6.5 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 3 м, для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

$$A = 55 \text{ м; } B = 87 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (5.5)$$

$$S = (55 + 3) \cdot (87 + 3) = 5220 \text{ м}^2.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $a = 5 \text{ м}$ .

Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_\Gamma = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \left( \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \left( \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right); \quad (5.6)$$

$$L_\Gamma = (55 + 2 \cdot 1,5) \cdot \left( \frac{87 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (87 + 2 \cdot 1,5) \cdot \left( \frac{55 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 2088 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (5.7)$$

$$m = \frac{2088}{2 \cdot \sqrt{5220}} = 14,45.$$

Принимаем  $m = 15$ .

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (10 + 1); \quad (5.8)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{5220} \cdot (15 + 1) = 2312 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_{\text{В}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (5.9)$$

$$n_{\text{В}} = \frac{4 \cdot \sqrt{5220}}{5} = 58.$$

Принимаем  $n_{\text{В}} = 58$ .

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций,  $R$  практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{\text{ПС}} = \rho_{\text{э}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{\text{В}} \cdot l_{\text{В}}} \right); \quad (5.10)$$

$$R_{\text{ПС}} = 140 \cdot \left( \frac{0,15}{\sqrt{5220}} + \frac{1}{2315 + 58 \cdot 5} \right) = 0,34 \text{ Ом.}$$

где  $L$  – длина горизонтальных электродов;

$A$  - коэффициент подобия;

$$\frac{l_{\text{В}}}{\sqrt{S}} = 0,06, \text{ принимаем } A = 0,15.$$

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{\text{стац}} = \frac{R_{\text{ест}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{ест}} + R_{\text{иск}}}; \quad (5.11)$$

$$R_{\text{стац}} = \frac{6,5 \cdot 0,34}{6,5 + 0,34} = 0,33 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления заземлителя менее 0.5 Ом для ОРУ – 110 кВ и менее 10 Ом для ОРУ – 35 кВ, что соответствует требованиям.

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона.

Найдем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}}; \quad (5.12)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5220}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,53.$$

где  $I_{м} = 55$  А – среднестатистическое значение тока молнии.

Импulseное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{и} = \alpha_{и} \cdot R_{\text{стац}} \quad (5.13)$$

$$R_{и} = \alpha_{и} \cdot R_{\text{стац}} = 1,53 \cdot 0,34 = 0,5 \text{ Ом.}$$

Подробный расчет приведен в Приложении А. Так же заземляющее устройство ПС отражено в графической части ВКР на листе 6.

## 5.2 Молниезащита ПС

Расчет молниезащиты ПС выполнен в соответствии с [19]. Подробный расчет приведен в Приложении.

Размеры ПС: ширина – 55 м; длина – 87 м.

Защита подстанции от прямых ударов молний выполняется отдельно стоящими стержневыми и молниеотводами на порталах ВЛ 110 кВ.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 31,75 \text{ м;}$$

$$h_2 = 19,35 \text{ м;}$$

$$h_3 = 19,35 \text{ м;}$$

$$h_4 = 31,75 \text{ м;}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 78 \text{ м};$$

$$L_{23} = 33 \text{ м};$$

$$L_{34} = 79 \text{ м};$$

$$L_{41} = 38 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot h_i;$$

(5.14)

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 31,75 = 26,98 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002 \cdot h_i) \cdot h_i ;$$

(5.15)

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 31,75) \cdot 31,75 = 32,9 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:  $h_x = 11,5 \text{ м}$ .

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}i}} \right);$$

(5.16)

$$r_{x1} = 32,9 \cdot \left(1 - \frac{11,5}{22,1}\right) = 18,89 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{cx12'} = h_{\text{эф1}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1); \quad (5.17)$$

$$h_{cx12'} = 26,9 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 31,75) \cdot (78 - 31,75) = 18,64 \text{ м.}$$

$$h_{cx12''} = h_{\text{эф2}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{12} - h_2); \quad (5.18)$$

$$h_{cx12''} = 16,57 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19,5) \cdot (78 - 19,5) = 6,28 \text{ м.}$$

$$h_{cx12} = \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2}; \quad (5.19)$$

$$h_{cx12} = \frac{18,68 + 6,28}{2} = 12,48 \text{ м.}$$

Наименьшая ширина внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx12'} = r_{01} \cdot \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}}; \quad (5.20)$$

$$r_{cx12'} = 32,9 \cdot \frac{18,6 - 11,5}{18,6} = 12,65 \text{ м.}$$

$$r_{cx12''} = r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}}; \quad (5.21)$$

$$r_{cx12''} = 20,69 \cdot \frac{6,28 - 11,5}{6,28} = -17,1 \text{ м.}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2}; \quad (5.22)$$

$$r_{cx12} = \frac{-17,1 + 12,65}{2} = -2,2 \text{ м.}$$

Подробный расчет остальных параметров приведен в Приложении А. Также план молниезащиты ПС отражен в графической части ВКР на листе 5.

### 5.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

ОПН нужен для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, создаваемых на основе оксида цинка с небольшими добавками других металлов. Эти колонки находятся в полимерных или фарфоровых покрышках [19].

Порядок выбора ОПН:

- выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН;
  - выбор номинального напряжения ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах;
  - выбор класса пропускной способности ОПН;
  - выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности;
  - определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях;
  - определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях;
- Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН.

Для увеличения надежности выбирают ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением ( $U_{нр}$ ) выше наибольшего значения рабочего напряжения сети в точке его установки ( $U_{нс}$ ) по условию:

$$U_{\text{нр}} \geq 1.05 \cdot U_{\text{нс}}; \quad (5.23)$$

Здесь 1.05 – коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимального напряжения сети из-за гармоник.

Выбор номинального напряжения.

Номинальное напряжение ОПН выбирают в зависимости от квазистационарных перенапряжений в сети в месте установки ОПН, принимая во внимание их амплитуды и продолжительность [19].

Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее большего эквивалентного квазистационарного перенапряжения, определяемого по формуле:

$$U_{\text{экв}} = U_{\text{к}} \cdot \left( \frac{T_{\text{к}}}{10} \right)^m; \quad (5.24)$$

где  $U_{\text{к}}$  - амплитуда квазистационарного перенапряжения;

$T_{\text{к}}$  - продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах;

$U_{\text{экв}}$  - амплитуда эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения;

$m$  - показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». В качестве усредненного значения может принять  $m = 0,02$ .

Выбор номинального разрядного тока и класса пропускной способности.

Способность ОПН поглощать энергию связана с номинальным разрядным током. Поглощение энергии ОПН, обусловленное воздействием переходного перенапряжения сети, зависит от свойства ОПН «остающееся напряжение – ток» и от номинального разрядного тока [19].

Номинальный разрядный ток выбирают в соответствии с грозовым разрядным током через ОПН, от которого требуется защитить оборудование [19].



Как правило, в зависимости от ожидаемого грозового разрядного тока приемлемы следующие значения:

- Сети напряжением от 1 до 220 кВ: 5 или 10 кА.

В сетях диапазонов I и II, где линейные расстояния между ОПН небольшие, ОПН на распределительных трансформаторах с номинальным разрядным током 5 кА достаточно надежны [19].

В сетях напряжением 110 кВ и выше, рекомендуются ОПН с номинальным разрядным током 10 кА.

ОПН должны иметь возможность поглощать энергию, возникающую из-за перенапряжений в сети. Считаются опасными кратковременные перенапряжения, которые возникают вследствие [19]:

- включения или повторного включения длинных линий;
- отключения батарей конденсаторов или кабелей силовыми выключателями, допускающими повторные зажигания дуги;
- ударов молнии в провода воздушной линии с высоким уровнем изоляции или обратных перекрытий, близких к месту установки ОПН.

Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

Под током взрывобезопасности ОПН,  $I_{вз.без}$  понимают максимальное действующее значение установившегося большого тока короткого замыкания, при котором он еще сохраняет свою взрывобезопасность [19].

Если происходит внутреннее повреждение ОПН аварийный ток, который в нем протекает не должен вызывать разрушение покрышки по средствам взрыва. Следовательно, должно быть обеспечено выдерживание ОПН аварийного тока, который будет либо такой же, либо больше, чем наибольший аварийный ток через ОПН в точке его установки [19].

$$I_{кз} < I_{вз.без} ; \tag{5.25}$$

Значения токов срабатывания у ОПН отличается в разы. В процессе испытаний противовзрывного устройства нужно обеспечить его срабатывание

при максимально возможных токах за несколько сотых долей секунды, при минимальных токах (порядка 0.5 кА) за время до 0.5 с. [19].

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

ОПН нужно проверить на то что он сможет обеспечить защитный уровень коммутационных перенапряжений. Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20 % ниже испытательного напряжения  $U_{ки}$  коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования [19]:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1.15-1.2); \quad (5.26)$$

Для оборудования со сроком эксплуатации свыше 10 лет рекомендуется увеличить эту разницу до 30-40 %.

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}; \quad (5.27)$$

где  $U_{исп50}$  – 50 % испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе.

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям,  $A_{вн}$ :

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0.15-0.25); \quad (5.28)$$

где  $U_{доп}$  - допустимый уровень внутренних перенапряжений;

$U_{ост.к}$  – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям,  $A_{гр}$ :

$$A_{гр} = (U_{исп} - U_{ост}) / U_{исп} > (0.2-0.25); \quad (5.29)$$

где  $U_{исп}$  – значение грозового испытательного импульса;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;

(0.2 – 0.25) – координационный интервал.

ОПН, выбранный по всем указанным условиям, соответствующим его применению, обеспечит надежную защиту электроустановок [19].

### 5.3.1 Проверка ОПН – 110 кВ.

На ОРУ – 110 кВ проверим ОПН типа ОПН-П-110/680/84-10 Ш.

Выбор по напряжению установки выполняется по следующему соотношению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (5.30)$$

$$110 \leq 110 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{н.р.д} = 1.05 \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}}; \quad (5.31)$$

где  $U_{нрс}$  – наибольшее рабочее напряжение сети.

$$U_{н.р.д} = 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,38 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}} \quad (5.32)$$

$$76,38 \leq 88 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по условию взрывобезопасности:

$$I_{\text{в.б}} > 1,2 \cdot I_{\text{ПО}}; \quad (5.33)$$

Для выбранного ОПН  $I_{\text{в.б}}$  ток взрывобезопасности равен 40 кА.

$$40 > 1,2 \cdot 0,95 = 1,14 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

Выбор по временно допустимому повышению напряжения.

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_{\text{н.р}} = 1,15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 73,03 \text{ кВ.}$$

$$U_y = 1,4 \cdot U_{\text{н.р}}; \quad (5.34)$$

$$U_y = 1,4 \cdot 73,03 = 102,62 \text{ кВ.}$$

Кратность перенапряжения равна:

$$\frac{U_y}{U_{\text{н.р.ном}}}; \quad (5.35)$$

$$\frac{102,62}{80} = 1,28.$$

Время в течении, которого выдерживается перенапряжение выбранного ОПН  $t_{\text{ОПН}} = 1200$  с.

Значение средней длительности при одностороннем отключении однофазного КЗ  $t = 4$  с.

$$t_{\text{ОПН}} > t; \tag{5.36}$$

$$1200 > 4 \text{ с.}$$

Условие выполняется.

Максимальное значение остающихся перенапряжений при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ОПН работающих в сетях 110 кВ не должно превышать 295 кВ.

Для выбранного ОПН  $U_{\text{ост.ном}} = 247$  кВ (взято из каталожных данных ОПН).

$$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}; \tag{5.37}$$

$$247 < 295 \text{ кВ.}$$

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{н}} \cdot K_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп}}}{1.2}; \tag{5.38}$$

где  $K_{\text{н}}$  - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным

одноминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин  $K_{И}=1.35$ ;

$K_{к}$  - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин  $K_{к}=0.9$ .

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200}{1,2} = 286 \text{ кВ.}$$

Для выбранного ОПН  $U_{\text{ост.к.ном}}=204 \text{ кВ.}$

$$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}} ; \tag{5.39}$$

$$204 < 286 \text{ кВ.}$$

Выбор по длине утечки внешней изоляции ОПН.

Для района с первой степенью загрязненности окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее  $l_{\text{утеч}} = 200 \text{ см.}$

Для выбранного ОПН  $l_{\text{утеч.ном}} = 315 \text{ см.}$

Результаты расчета и каталожные данные приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 80 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 76.38 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{в.б}} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{\text{по}} = 1,14 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1,2 \cdot I_{\text{по}}$
$t_{\text{опн}} = 1200 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 247 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 295 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 204 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 286 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$l_{\text{утеч.ном}} = 315 \text{ см}$	$l_{\text{утеч}} = 200 \text{ см}$	$l_{\text{утеч.ном}} > l_{\text{утеч}}$

Для других напряжений проверка осуществляется аналогично.

Проверка ОПН -35 кВ.

На РУ – 35 кВ проверим ОПН-П-35/680/40,5-10 III.

Расчет ОПН 35 кВ выполнен в соответствии с [19]. Подробный расчет приведен в приложении А.

Результаты расчета и каталожные данные приведено в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 7.28 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{в.б}} = 10 \text{ кА}$	$1.2 \cdot I_{\text{по}} = 3,48 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1.2 \cdot I_{\text{по}}$
$t_{\text{опн}} = 14400 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 146 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 176 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 133 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 156,12 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$I_{\text{утеч.ном}} = 30 \text{ см}$	$I_{\text{утеч}} = 22 \text{ см}$	$I_{\text{утеч.ном}} > I_{\text{утеч}}$

На РУ – 10 кВ проверим ОПН-П-10/680/12,8-10 IV.

Расчет ОПН 10 кВ выполнен в соответствии с [19]. Подробный расчет приведен в приложении А.

Результаты расчета и каталожные данные приведено в таблице 5.3.

Таблица 5.15 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 12,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 12,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{в.б}} = 30 \text{ кА}$	$1.2 \cdot I_{\text{по}} = 9,36 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1.2 \cdot I_{\text{по}}$
$t_{\text{опн}} = 14400 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 36 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 45 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 30,7 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 50,12 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$I_{\text{утеч.ном}} = 30 \text{ см}$	$I_{\text{утеч}} = 22 \text{ см}$	$I_{\text{утеч.ном}} > I_{\text{утеч}}$

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Для защиты всех присоединений подстанции используем шкафы научно-производственного предприятия ООО НПП «ЭЭКРА» – ведущий российский разработчик и производитель устройств РЗА.

Для защиты трансформатора будем использовать шкафы ШЭ2607 042043 и ШЭ2607 071.

Представим в таблице выбранные защиты по нормативным документам и функции, выполняемые выбранными шкафами: ШЭ2607 042043, ШЭ2607 071. Так же устанавливаем газовое реле РГТ-80, струйное реле РСТ-25.

Используемые функции:

ШЭ2607 042043:

- дифференциальная токовая защита Т (ДЗТ Т) от всех видов КЗ внутри бака, на выводах и на ошиновке Т;

- максимальная токовая защита стороны низкого напряжения (НН) Т с пуском по напряжению (МТЗ НН);

- защита от перегрузки (ЗП);

- дифференциальная токовая защита цепей стороны НН Т от всех видов КЗ.

ШЭ2607 071 110кВ:

- четырехступенчатая дистанционная защита;

- пятиступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности;

- максимальная токовая защита;

- токовая отсечка;

- АПВ.

РГТ-80:

- газовая защита.

### 6.1 Основные положения

Комплексы РЗА должны выполняться в соответствии с нормами технологического проектирования (НТП) ОАО «ФСК ЕЭС», ПУЭ, ПТЭ и



другими действующими в РФ нормативными материалами и обеспечивать предъявляемые к ним требования по надежности, быстродействию, селективности и чувствительности.

Цепи переменного тока должны быть выполнены отдельными кабелями, проложенными, по возможности, в разных кабельных каналах.

Разделение по цепям переменного напряжения должно осуществляться в соответствии с рекомендациями ПУЭ.

Формирование состава устройств в шкафах должно выполняться с учетом повышения надежности работы защит, упрощения эксплуатации и монтажа.

Должна быть обеспечена возможность проведения наладки, профилактического восстановления и внепланового ремонта любого шкафа без вывода из действия других шкафов защиты данного элемента.

Шкафы должны быть выполнены в единой унифицированной конструкции, быть удобными в эксплуатации, позволять взаимодействовать с устройствами РЗА, выполненными как на МПТ, так и на электромеханических реле, а также с устройствами АСУ ТП и проверочными устройствами, которые должны заказываться вместе с программами настройки.

Шкафы должны удовлетворять требованиям по климатическому исполнению согласно ГОСТу 15150-69.

Требования к шкафам с МП устройствами РЗА в части условий эксплуатации и технического обслуживания должны соответствовать разделу 4 «Общих технических требований к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» (РД 34.35.310-97).

Питание терминалов РЗА должно осуществляться от системы оперативного постоянного тока подстанции. Микропроцессорная часть устройств должна быть гальванически отделена от источника постоянного тока.

Питание оперативным постоянным током каждого комплекта защиты должно осуществляться от отдельного автоматического выключателя, устанавливаемого вне шкафа РЗА.

## 6.2 Релейная защита и автоматика

Основные технические решения по РЗА приняты исходя из требований технического задания, индивидуальных технических условий для присоединения к электрическим сетям АО «ДРСК» и предусматривают выполнение части релейной защиты и автоматики на современных микропроцессорных терминалах.

По стороне ВН действие защиты трансформатора предусматривается на вводной выключатель 110 кВ.

Основной комплект защиты трансформатора реализует следующие функции:

- дифференциальная токовая защита;
- дифференциальная токовая отсечка;
- защита трансформатора от перегрузки;
- управление обдувом трансформатора;
- блокировка РПН;
- газовая защита трансформатора. Газовое реле действует через оба комплекта защиты трансформатора.

Комплект резервных защит трансформатора реализует следующие функции:

- максимальная токовая защита стороны ВН;
- автоматика управления выключателем стороны ВН;
- диагностика выключателя стороны ВН;
- АПВ выключателя стороны ВН.

Комплектом РПН реализуются следующие функции:

- автоматическое регулирование напряжения с контролем по стороне НН;
- управление приводом РПН;
- дистанционное регулирование напряжения со шкафа РПН. Кроме того, возможно управление РПН трансформатора непосредственно вручную с привода.

Комплект шинного ТН 110 кВ включает в себя следующие функции:

- защита минимального напряжения от понижения напряжения с контролем трех линейных напряжений;

- контроль напряжения небаланса;

- контроль состояния автоматов трансформатора напряжения;

- формирование шинок напряжения секции.

Комплект защиты и автоматики ввода 35 кВ включает в себя следующие функции:

- максимальная токовая защита с пуском по напряжению;

- автоматика управления выключателем;

- устройство резервирования при отказе выключателя;

- логическая защита шин.

Комплект защиты и автоматики СВ 35 кВ реализует следующие функции:

- трехступенчатая максимальная токовая защита с ускорением при включении выключателя;

- автоматика управления выключателем;

- логическая защита шин;

- автоматическое включение секционного выключателя при аварийной потере питания на одной из секций шин (АВР).

- устройство резервирования при отказе выключателя.

Комплект защиты и автоматики линий 35 кВ реализует следующие функции:

- максимальная токовая защита с выдержкой времени;

- токовая отсечка;

- защита от замыканий на землю;

- автоматика управления выключателем;

- автоматическое повторное включение;

- устройство резервирования при отказе выключателя;

- логическая защита шин.

Комплект шинных ТН 35 кВ включает в себя следующие функции:

- защита минимального напряжения от понижения напряжения с контролем трех линейных напряжений;

- защита от повышения напряжения с возможностью обратного включения после снижения напряжения;

- защита от однофазных замыканий на землю;
- АЧР (две очереди) и ЧАПВ;
- контроль состояния автоматов трансформатора напряжения;
- формирование шинок напряжения секции.

Защита и автоматика вновь устанавливаемых ячеек РУ-10 кВ выполнена на базе терминалов «ЭКРА», интегрированных в ячейки КТ-59.

Защита вводов 10 кВ выполнена на базе терминала «ЭКРА серии 400» и включает в себя следующие функции:

- максимальная токовая защита с пуском по напряжению;
- автоматика управления выключателем;
- устройство резервирования при отказе выключателя;
- логическая защита шин.

Защита секционного выключателя 10 кВ выполнена на базе терминала «ЭКРА серии 400» и включает в себя следующие функции:

- трехступенчатая максимальная токовая защита с ускорением при включении выключателя;

- автоматика управления выключателем;
- логическая защита шин;
- автоматическое включение секционного выключателя при аварийной потере питания на одной из секций шин (АВР).

- устройство резервирования при отказе выключателя.

Защита отходящих линий по стороне 10 кВ выполнена на базе терминала «ЭКРА серии 400» и включает в себя следующие функции:

- максимальная токовая защита с выдержкой времени;
- токовая отсечка;
- защита от замыканий на землю;
- автоматика управления выключателем;
- автоматическое повторное включение;
- устройство резервирования при отказе выключателя;

- логическая защита шин.

Комплект шинных ТН 10 кВ включает в себя следующие функции:

- защита минимального напряжения от понижения напряжения с контролем трех линейных напряжений;

- защита от повышения напряжения с возможностью обратного включения после снижения напряжения;

- защита от однофазных замыканий на землю;

- защита от феррорезонанса;

- АЧР (две очереди) и ЧАПВ;

- контроль состояния автоматов трансформатора напряжения;

- формирование шинок напряжения секции.

Устанавливаемые ячейки 10 кВ вводятся под действие устройств АЧР и ЧАПВ и оснащаются датчиками дуговой защиты.

Все выбранные комплекты защит и автоматики отвечают требованиям ПУЭ и действующим нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.

### **6.3 Управление, сигнализация, измерения**

Управление выключателями 110 кВ и 35 кВ осуществляется с устанавливаемых в ОПУ шкафов защиты и автоматики.

Управление выключателями 10 кВ осуществляется с ячеек КРУ.

Для индивидуальной световой и общей звуковой предупреждающей и аварийной сигнализации, в ОПУ устанавливается шкаф центральной сигнализации.

Проектом предусматривается сигнализация уровня воды в маслоборнике, с выводом сигнала в шкаф центральной сигнализации.

Измерение электрических величин 110 кВ и 35 кВ организуется посредством цифровых электроизмерительных приборов установленных в шкафах защиты и автоматики.

Измерение электрических величин отходящих присоединений 10 кВ организуется посредством цифровых электроизмерительных приборов установленных в ячейках РУ-10 кВ.

#### **6.4 Условия регистрации аварийной информации**

Должна осуществляться регистрация до аварийного, аварийного и после аварийного режимов.

По времени запись аварийного режима должна соответствовать:

- начало - выполнение условия пуска регистратора;
- длительность - сработавшему состоянию любого пускового органа РЗ, ПА или специализированного регистратора;
- длительность регистрации доаварийного и послеаварийного режимов должна задаваться на этапе рабочего проектирования с возможностью последующей корректировки в процессе эксплуатации.

Зарегистрированная информация должна храниться в энергонезависимой памяти устройств нижнего уровня и передаваться в соответствующие центры управления сетями.

Метка времени событиям и осциллограммам должна присваиваться в устройстве регистрации (терминале РЗА, ПА, РАС, АСУТП), причем единое (астрономическое) время должно обеспечиваться для всех устройств аварийной регистрации. Точность привязки по времени - не хуже 1 мс.

Доступ к зарегистрированной аварийной информации в терминале должен осуществляться через цифровые порты как удаленно, так и по месту посредством ноутбука.

Должна быть предусмотрена возможность автоматической передачи результатов РАС (с метками времени) на верхний уровень АСУТП для дальнейшего архивирования и ретроспективного анализа, отображения данных на АРМ вышестоящих уровней, а также обеспечения возможности передачи (в том числе автоматической) соответствующих данных в удаленные пункты управления.

##### **6.4.1 Условия пуска устройств регистрации**

Должна обеспечиваться возможность реализации следующих основных способов пуска:

- по изменению состояния любого дискретного сигнала: замыкание и/или размыкание контакта или изменение состояния виртуального сигнала в терминалах РЗА (ПА) и/или АСУТП;

- по изменению значения (выше/ниже установки) любого аналогового сигнала (как измеряемых, так и вычисляемых, например - по симметричным составляющим);

- ручной пуск - для периодических проверок и снятия контрольных осциллограмм перед началом осенне-зимнего и грозового сезонов.

При появлении хотя бы одного условия для пуска устройства РАС записывают все подключенные сигналы (независимо от изменения их величины или состояния).

Пуск по аналоговым параметрам должен осуществляться следующим образом:

- при превышении величины заданной установки (фазные токи,  $I_0$ ,  $I_1$ ,  $I_2$ ,  $U_0$ ,  $U_1$ ,  $U_2$ );

- при снижении величины ниже заданной установки (фазные напряжения,  $U_1$ ).

При длительном срабатывании пусковых органов РАС должна предусматриваться возможность ограничения записи до 5-10 с и автоматический вывод из работы длительно сработанных пусковых органов (блокировка от длительного пуска при постоянно сработанном пусковом органе и многократного пуска при многократном срабатывании пускового органа - «дребезг» дискретных сигналов и «дрожание» аналоговых сигналов).

#### 6.4.2 Требования к регистрации аварийных событий для анализа работы РЗА и ПА

Основными способами записи информации, необходимой для ретроспективного анализа правильности работы устройств РЗА и ПА и функционально связанных с ними устройств (аппаратура передачи команд РЗА и ПА, и т.п.) являются:

- запись осциллограмм в МП терминалах РЗА и ПА;
- запись событий в буфер МП терминалов РЗА и ПА.

Соответственно, МП устройства основных и резервных комплектов защит должны иметь встроенные осциллографы и событийные регистраторы.

Способы и характеристики регистрации должны обеспечивать возможность проверки точности срабатывания РЗА и ПА по установкам, собственное время срабатывания, правильность логики и последовательность работы различных ступеней.

### 6.5 Расчет уставок защит трансформатора

Выбор общих параметров дифференциальной защиты (ДЗТ) приведен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Выбор общих параметров дифференциальной защиты (ДЗТ)

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение		
		115	38,5	11
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном.расч.} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.сети}}$	31,63	94,48	330,65
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_1 = \frac{I_{перв.тт}}{I_{втор.тт}}$	200/5	400/5	600/5
Схема соединения трансформаторов тока (электрических)	Y, D	Y	Y	Y
Группа соединения измерительных ТТ	0,6	0	0	0
Группа соединения цифровых ТТ	0,11	11	11	0



1	2	3	4	5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности	$I_{\text{ном.втор.}} = \frac{I_{\text{ном.перв}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1}$	0,79	1,18	2,75

Выбор уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2) приведен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики

Наименование	Обозначение и метод определения	Числовое значение
1	2	3
Расчетный ток небаланса при протекании тока равному базисному (в относительных единицах)	$I_{\text{нб.рфсч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добавл}}$	2,0-1,0-0,1 + 0,04+ 0,04=0,28
Выбор уставки срабатывания	$I_{\text{д1чувств}} / I_{\text{баз}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}$	1,2-0,28=0,34
Принятое значение базовой уставки срабатывания	$I_{\text{д1чувств}} / I_{\text{баз}}$	0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{нб.расч}}}$	$\sqrt{1 - 0,28} = 0,85$
Расчетный коэффициент торможения в %	$K_{\text{торм}} = 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т}}$	100-1,2- 0,28/0,85=39,5
Принятое значение уставки коэффициента	$K_{\text{торм.чувс}} \%$	40

1	2	3
Принятое значение уставки второй точки излома	$I_{т2чувс}/I_{ном}$	2,0
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{дг2}/I_{дг1}$	0,15

Расчет уставок грубой тормозной характеристики приведен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Расчет уставок грубой тормозной характеристики

Наименование	Обозначение и метод	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока	$I_{нб,расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добавл}$	2,0-1,0-0,1 + 0,13+0,04=0,34
Выбор уставки срабатывания	$I_{д1чувств}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб,расч}$	1,2-0,34=0,44
Принятое значение базовой уставки	$I_{д1чувств}/I_{баз}$	0,5
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{сн.т} = \sqrt{1 - I_{нб,расч}}$	71-0,37=0,79
Коэффициент торможения в %	$K_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб,расч} / K_{сн.т}$	100-1,2-0,37/0,79=56,2
Значение уставки коэффициента торможения	$K_{торм.чувс} \%$	56
Коэффициент торможения в %	$K_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб,расч} / K_{сн.т}$	100-1,2-0,37/0,79=56,2
Значение уставки коэффициента торможения	$K_{торм.чувс} \%$	56
Значение уставки второй точки излома	$I_{т2чувств}/I_{ном}$	2

## 7 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ПС

### 7.1 Назначение

Назначением и функционированием АИИС КУЭ ПС 110/35/10 кВ Новопокровка является измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии.

Существующая АИИС КУЭ ПС 110/35/10 кВ Новопокровка предназначена для автоматизации процессов измерения, сбора, обработки и хранения информации по учету электроэнергии, диагностической информации по состоянию технических средств АИИС, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

АИИС КУЭ ПС 110/35/10 кВ Новопокровка предназначена для применения в сфере распространения государственного метрологического контроля и надзора.

Целью модернизации АИИС КУЭ ПС 110/35/10 кВ Новопокровка является организация учета на присоединениях 110 кВ.

### 7.2 Структура системы, перечень подсистем

АИИС КУЭ ПС реализована как система с централизованным управлением, имеющая следующие два уровня:

- АИИС КУЭ уровня подстанций;
- АИИС КУЭ, обеспечивающий интерфейс доступа к информации по учету электроэнергии.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) формируется на всех уровнях АИИС.

Все средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ ПС, внесены в Государственный реестр средств измерений Российской Федерации и имеют действующие свидетельства о поверке.

АИИС КУЭ ПС охватывает только точки по классам напряжения 35кВ, 10кВ и 0,22 кВ расчетного и технического учета активной и реактивной электроэнергии с целью получения полного баланса электроэнергии на ПС, включая балансы по уровням напряжения, отдельно по шинам (секциям шин), с учетом собственных и хозяйственных нужд, сравнения фактического небаланса с допустимым значением небаланса, а также контроль достоверности передаваемых (получаемых) данных.

Предполагается подключение новых счетчиков э/э к существующему устройству сбора и передачи данных (УСПД). Тип УСПД – СИКОН С70.

МИР СИКОН С70 удовлетворяет требованиям которые предъявляются к данному виду оборудования и по условию ТЗ на проектирование может быть использовано как существующее оборудование «второго уровня» не подлежащее замене.

### **7.3 Средства связи для информационного обмена между компонентами подсистемы**

Для передачи данных между вновь проектируемыми счетчиками э/э существующим уровнем АИИС КУЭ ПС предполагается использовать каналы передачи данных-два независимых интерфейса RS-485 (основной и резервный).

На данный момент передача информации от АИИС КУЭ ПС к серверу сбора информации происходит по одному каналу связи – основной канал связи (GSM).

Предлагается создание резервного канала связи, при помощи вновь проектируемого оборудования ВЧ-связи.

### **7.4 Питание системы АИИС КУЭ**

Для гарантированного питания системы АИИС КУЭ рекомендуется:

- для УСПД предусмотреть использование бесперебойного источника питания;

- для новых счетчиков электроэнергии предусмотреть резервное питание с общеподстанционного АВР 220 В.

## 7.5 Основные технические решения

На ПС предусматриваются:

- установка шкафа системы телемеханики (СТМ) и оперативная блокировка разъединителей (ОБР) во вновь возводимом ОПУ подстанции.

- установка в шкафу СТМ и ОБР многофункциональных измерительных преобразователей (МИП) на СВ-110 для осуществления телеизмерений текущих энергопараметров присоединений;

- в составе шкафа предусматривается контроллер с функциями телеуправления, сбора телесигнализации положения коммутационного оборудования, сбора аварийно-предупредительной телесигнализации (АПТС), ОБР, сбора и передачи данных по ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

Разрабатываемая система телемеханики подстанции представляет собой комплекс программно-технических средств, состоящий из первичных преобразователей электроэнергии (трансформаторов тока и напряжения), измерительных преобразователей, средств связи (каналов и линий связи), устройств сбора данных (УСД) (микропроцессорных контроллеров).

Источниками сигналов событий и аварийно-предупредительных сигналов являются интеллектуальные микропроцессорные устройства информационно-технологических систем, установленные на ПС, в том числе терминалы РЗА и ПА, средства систем контроля и управления, мониторинга и диагностики основного оборудования, оборудование связи, телемеханики и т.д.

Аварийно-предупредительные сигналы (АПТС) предназначены для извещения оперативного и диспетчерского персонала о возникновении нарушений в ходе технологического процесса. В общем случае к аварийно-предупредительным сигналам относятся:

- сигналы срабатывания устройств РЗА и ПА, аварийные и самопроизвольные (в том числе однофазные) отключения выключателей;

- сигналы обнаружения неисправностей технических средств, исчезновения электропитания и т.п.;

- сигналы о действии блокировок, АВР источников электропитания, об

изменении положения коммутационных аппаратов, происходящем без команд от оперативного и диспетчерского персонала;

- сигналы от инженерных и вспомогательных систем ПС, в том числе срабатывания охранной и пожарной сигнализации.

Дискретные сигналы АПТС поступают в устройство ССПИ ПС как в виде "сухого" контакта, так и в цифровом коде от МПРЗА.

Система телемеханики представляет собой многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением.

Для ПС выделяются следующие уровни иерархии:

Первый уровень - уровень объектовых измерительных систем. На данном уровне осуществляется измерение и сбор данных о параметрах электрического режима, состоянии оборудования. В качестве объектовых измерительных систем используются ТТ, ТН, многофункциональные измерительные приборы уровня объекта.

Второй уровень – уровень сбора данных. На данном уровне в реальном времени:

- ведется взаимодействие с модулями ввода/вывода
- ведется первичная обработка информации
- ведутся локальные архивы технологических параметров
- производится самодиагностика технического состояния

Третий уровень – коммуникационный уровень. Данный уровень представлен коммуникационным контроллером, осуществляющим консолидацию данных по объекту и взаимодействие с вышестоящими уровнями иерархии.

В состав системы телемеханики входит система обеспечения единого времени (СОЕВ), формируемая на всех уровнях СТМ. Система обеспечения единого времени выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени с точностью не хуже  $\pm 1,0$  мс/сутки.

Система осуществляет автоматическую синхронизацию всех компонентов с единым астрономическим временем от контроллера/приемника.

## **7.6 Требования к электропитанию системы телемеханики и оперативной блокировки**

Питание шкафа СТМ и ОБР осуществляется от устройства бесперебойного питания ~ 220 В оборудованных устройством аварийного включения резерва, блоками аккумуляторных батарей и инверторными модулями. Устройство бесперебойного питания запитано от автоматического выключателя QF10 панели 1Н 1 с.ш. ЩСН и от автоматического выключателя QF27 панели 5Н 2 с.ш. ЩСН и осуществляет автоматическое переключение при неисправностях в питающей сети.

Питание цепей блокировки разъединителей осуществляется от цепей гарантированного источника постоянного тока с временем автономной работы не менее 2 часов. Питание осуществлено от системы гарантированного питания постоянного тока напряжением сети 220В 1 секции СОПТ 1FU7.

В шкафу СТМ и ОБР выполнена гальваническая развязка цепей блокировки разъединителей от системы оперативного постоянного тока (СОПТ). Питание входных сигналов типа «сухой контакт» организовано отдельно для сигналов КА одного присоединений 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ. В цепях блокировки разъединителей предусматривается контроль питания и сигнализацию снижения изоляции полюсов относительно земли.

## **7.7 Функции, выполняемые системой телемеханики**

Система телемеханики обеспечивает:

- Сбор оперативных данных нормального режима (телемеханическая информация), с фиксацией времени события/измерения и времени доставки информации.
- Передачу телеметрической информации (включая суммарное время на измерение (ТИТ, ТС)) с объекта диспетчеризации на вышестоящий уровень за время не более 2 с.;
- Оперативное и полное предоставление телемеханической информации о работе станции в целом и основных ее агрегатах оперативному персоналу.

- Обеспечение, при необходимости, оперативного дистанционного телеуправления (оперативного изменения режима работы ПС).

- Передача данных ТИ и ТС в автоматизированную систему РЭС и ЦУС.

- Архивирование информации.

- Диагностику программно-аппаратных средств системы.

Функции СТМ подразделяются на:

- пользовательские функции;

- функция оперативной обработки и отображения данных;

- функции транспортировки данных, включая все уровни передачи.

Пользовательские функции подразделяются на основные (базисные) и вторичные.

Основные – это функции основного назначения системы телемеханики - телеизмерения, телеуправление и телеконтроль за ходом технологического процесса.

Вторичные функции определяют возможности системы по обработке и представлению (отображению) информации пользователю.

Измерительный уровень обеспечивает:

- Сбор ТС о состоянии основного коммутационного оборудования;

- Сбор ТИ электрических параметров присоединений;

- Передачу информации на вышестоящий уровень.

Уровень сбора данных обеспечивает:

- Сбор ТС, ТИ с устройств измерительного уровня по каналам связи;

- Программную обработку информации;

- Передачу информации на вышестоящий уровень;

- Архивирование информации в течение заданного времени;

- Синхронизацию времени.

Коммуникационный уровень обеспечивает:

- Взаимодействие с системой АСУ ТП ПС (при необходимости);

- Администрирование потоков информации;

- Формирование и передача данных в РЭС и ЦУС;

- Синхронизацию времени.



## **7.8 Функции оперативной блокировки**

Оперативная блокировка содержит МП терминал и обеспечивает:

- прием сигналов положения КА;
- индикация положения КА;
- выдачу разрешения на переключение КА;
- возможность программного задания внутренней конфигурации

устройства на месте установки с помощью ПЭВМ или дистанционно по каналу связи с АСУ, хранение заданной конфигурации в течение всего срока службы.

Так же в шкаф входит комплект питания цепей ЭМБ.

Алгоритм ЭМБ разъединителей разрабатывается проектной организацией согласно существующим схемам ЭМБ, инструкции по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения.

В рамках реконструкции для реализации оперативной блокировки выполняются установка электромагнитных замков блокировки ЗБ-1-220DC-УХЛЗ на разъединителях ОРУ-110 кВ и разъединителях на стороне 35 кВ, 10 кВ.

## **7.9 Требования к информационному обмену технологической информацией с высшими уровнями оперативно-диспетчерского управления**

Средствами системы телемеханики должна обеспечиваться возможность подготовки технологической информации, используемой высшими уровнями оперативно-диспетчерского управления, и передачи подготовленной информации соответствующим абонентам. Для такой передачи в системы телемеханики должна формироваться информация о текущем режиме и состоянии основного электротехнического оборудования подстанции.

Передача телеинформации необходима в диспетчерский центр управления сетями (ДЦ ЦУС), передача будет осуществляться методом ретрансляции телеинформации.

## **7.10 Метрологическое обеспечение**

Метрологические характеристики измерительных каналов СТМ определяются классом точности ТТ, ТН, контроллеров система сбора и передачи информации (ССПИ) (измерительных преобразователей) и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до контроллеров СТМ.

Общая погрешность измерений режимных электрических параметров (ток, напряжение, мощность, частота) для всего канала измерения не должна превышать 1 % при точности ТТ и ТН 0,5 % и потерях в кабелях от ТН до контроллеров ССПИ, не превышающих установленные нормы. Для этого проектом предусматривается установка контроллеров (измерительных преобразователей) класса точности 0,5S для 110, 35, 10 кВ и их подключение ко вторичным обмоткам трансформаторов тока (ТТ) класса точности 0,5 для 110, 35, 10 кВ, трансформаторов напряжения (ТН) класса точности 0,5 для 110, 35, 10 кВ.

Все применяемые системы измерения (СИ) должны являться средствами утвержденного типа, то есть, зарегистрированы в Государственном реестре СИ (Федеральном информационном фонде) и аттестованы на соответствие требованиям. Также СИ, применяемые для измерения параметров, относящихся к сфере ГР, должны быть поверены и иметь действующее свидетельство о поверке и/или поверительное клеймо.

Конструктивное исполнение СИ позволяет проводить в процессе всего срока эксплуатации поверку, калибровку, техническое обслуживание (ТО) и ремонт СИ.

Метрологические характеристики СИ обеспечивают нормированную точность измерения параметра во всем диапазоне его изменения.

## **7.11 Требования к погрешности измерений**

Измерения режимных электрических параметров (ток, напряжение, мощность, частота) осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой как вновь устанавливаемыми измерительными преобразователями электроэнергии, так и

устанавливаемыми на энергопредприятии измерительными трансформаторами и линиями присоединения измерительных преобразователей к ТН.

За погрешность измерений электроэнергии и мощности принимают предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее - ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения СТМ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Общая погрешность измерений режимных электрических параметров (ток, напряжение, мощность, частота) для всего канала измерения не должна превышать 1 % при точности ТТ и ТН 0,5 % и потерях в кабелях от ТН до контроллеров ТМ, не превышающих установленные нормы.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более  $\pm 5$  с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

#### 7.11.1 Условия измерений

Метрологические характеристики системы определяются характеристиками средств измерений и параметрами технических средств, входящих в состав система сбора и передачи информации (ССПИ) и влияющих на результаты и погрешности измерений электроэнергии и мощности.

Метрологические характеристики нормируют для рабочих условий применения, в том числе для диапазонов значений:

- параметров контролируемых присоединений (ток, напряжение, частота, коэффициент мощности и т.п.);
- внешних величин, существенно влияющих на средства измерений и погрешность измерений (температура окружающего воздуха, внешние магнитные поля и т.п.).

При расчёте основных погрешностей ИК учитываются следующие составляющие погрешности измерения:

- токовая погрешность ТТ (ГОСТ 7746-2001);
- погрешность напряжения ТН (ГОСТ 1983-2001);
- основная погрешность измерительного преобразователя (ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 52425-2005);

- погрешность трансформаторной схемы включения измерительного преобразователя за счёт угловых погрешностей трансформатора тока, трансформатора напряжения и коэффициента мощности;

- погрешность из-за потери (падения) напряжения в линии присоединения измерительного преобразователя к трансформатору напряжения;

- погрешность синхронизации при измерении текущего времени.

При расчёте полных погрешностей ИК дополнительно к вышеприведенным

составляющим учитываются дополнительные погрешности измерительного преобразователя электроэнергии от влияния внешних величин (ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 52425-2005):

- дополнительная погрешность от изменения температуры;

- дополнительная погрешность от изменения напряжения;

- дополнительная погрешность от изменения частоты;

- дополнительная погрешность от электромагнитных полей.

## 8 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

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

При определении фактических цен электросетевого строительства по данным Департамента ПАО «ФСК ЕЭС» индекс перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 2023 г. рекомендуется принимать равным 5,46 [7].

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

### 8.1 Капитальные затраты в сооружение ПС

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

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

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле [7]:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{ИНФ}} \cdot K_{\text{Р}}; \quad (8.1)$$

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

$K_{\text{ТР}}$  – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{\text{ПОСТ}}$  – постоянная часть затрат на строительство ПС [7];

$K_{\text{Р}}$  – районный коэффициент для Приморского края;

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции на 2022 г.

В таблице 8.1 представлены типы трансформаторов, выбранных для данного варианта строительства, и их базовая стоимость на период 2000 г.

Таблица 8.1 – Показатели стоимости ячейки трансформатора в ценах 2000 г.

Подстанция	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПС 110 кВ Новопокровка	ТДН-25000/110/6	2	7248
Итого			14450

Капитальные затраты на строительство ячеек подстанции представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Показатели стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ в ценах 2000 г

Подстанция	Номинальное напряжение	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПС 110 кВ Новопокровка	10 кВ	20	800
ПС 110 кВ Новопокровка	35 кВ	4	2100
ПС 110 кВ Новопокровка	110 кВ	2	6300
Итого			43300

Постоянная часть затрат представлена в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	Постоянная часть затрат в ценах 2000 г., тыс. руб.
РУ-110 кВ по схеме №110-5АН	19500

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС:

$$K_{ПС} = (43300 + 0 + 7904) \cdot 5,46 \cdot 1,4 = 410024 \text{ тыс.руб.}$$

Данный проект по своему масштабу относится к крупному инвестиционному проекту.

## 8.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов на производимые с их помощью продукты или работу. Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для  $i$ -го вида оборудования определяются по формуле [22]:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}; \quad (8.2)$$

где  $K_{\Sigma}$  – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{сл}$  – срок службы соответствующего оборудования для оборудования подстанции – 20 лет.

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{AM} = \frac{410024}{20} = 20500 \text{ тыс.руб.}$$

## 8.3 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования имеют важное значение, и способны вызывать длительные перерывы в

электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети по формуле [22]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}; \quad (8.3)$$

где  $\Delta W_{\Sigma}$  – суммарные потери электроэнергии в схеме, равные 105 кВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии, равная 4,84 руб./кВт·ч. [28].

Стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = 28 \cdot 4,84 = 135,52 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ЭК}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} \quad (8.4)$$

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

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

$\alpha_{\text{рПС}} = 0,067$  – ежегодные отчисления на текущий ремонт и обслуживание подстанции 110 кВ [22].

Рассчитаем затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования по формуле:

$$I_{\text{ЭК}} = 410024 \cdot 0,067 = 27470 \text{ тыс.руб.}$$

#### **8.4 Оценка экономической эффективности проекта**

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости



капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений:

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{OK, П}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{OK, П}} (П_{чt} - I_{AMt}) \quad (8.5)$$

где  $t_c$  – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

$t_n$  – момент начала производства;

$I_{AM_t}$  – амортизационные отчисления.

Чистый дисконтированный доход. Этот показатель относится к интегральным критериям оценки экономической эффективности инвестиций и оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени. В этом методе расходы и доходы, разнесенные во времени, приводятся к одному моменту времени, за который обычно применяют дату начала реализации проекта, дату начала реализации проекта, дату начала производственной деятельности или условную дату, близкую ко времени проведения расчетов эффективности проекта. Процедура проведения разновременных платежей к базовой дате называется дисконтированием, а получаемая величина - дисконтированной стоимостью.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей  $\mathcal{E}_t$ , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 4 лет.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1+E)^t}; \quad (8.6)$$

где  $O_p$  – выручка от реализации проекта;

$K_{\Sigma}$  – суммарные капиталовложения в проект;

$I_t$  – полные эксплуатационные расходы;

$H_t$  – отчисления налога на прибыль;

$E=0.5$  – норма дисконта.

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в Приложении. Расчёт чистых денежных потоков сведём в таблицу 8.4.

Таблица 8.4 – Расчёт чистых денежных потоков

Год	$K_t$ , млн. руб.	$O_{pt}$ , млн. руб.	$I_{\text{эксп.}t}$ , млн. руб.	$H_t$ , млн. руб.	$\Delta_t$ , млн. руб.	$(1+E)^{-t}$	$\Delta_d$ , млн. руб.	$\Delta_{d\Sigma}$ , млн. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	102,506	0,131	27,47	11,48	-63,425	0,91	-57,72	-62,86
2	102,506	0,131	27,47	11,48	-63,425	0,86	-54,55	-117,41
3	102,506	0,131	27,47	11,48	-63,425	0,82	-52,01	-169,41
4	102,506	0,131	27,47	11,48	-63,425	0,78	-49,47	-218,89
5	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,75	29,31	-189,57
6	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,71	27,75	-161,83
7	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,68	26,58	-135,25
8	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,65	25,40	-109,85
9	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,61	23,84	-86,01
10	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,59	23,06	-62,95
11	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,56	21,89	-41,07
12	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,53	20,71	-20,35
13	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,51	19,93	-0,42
14	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,48	18,76	18,34

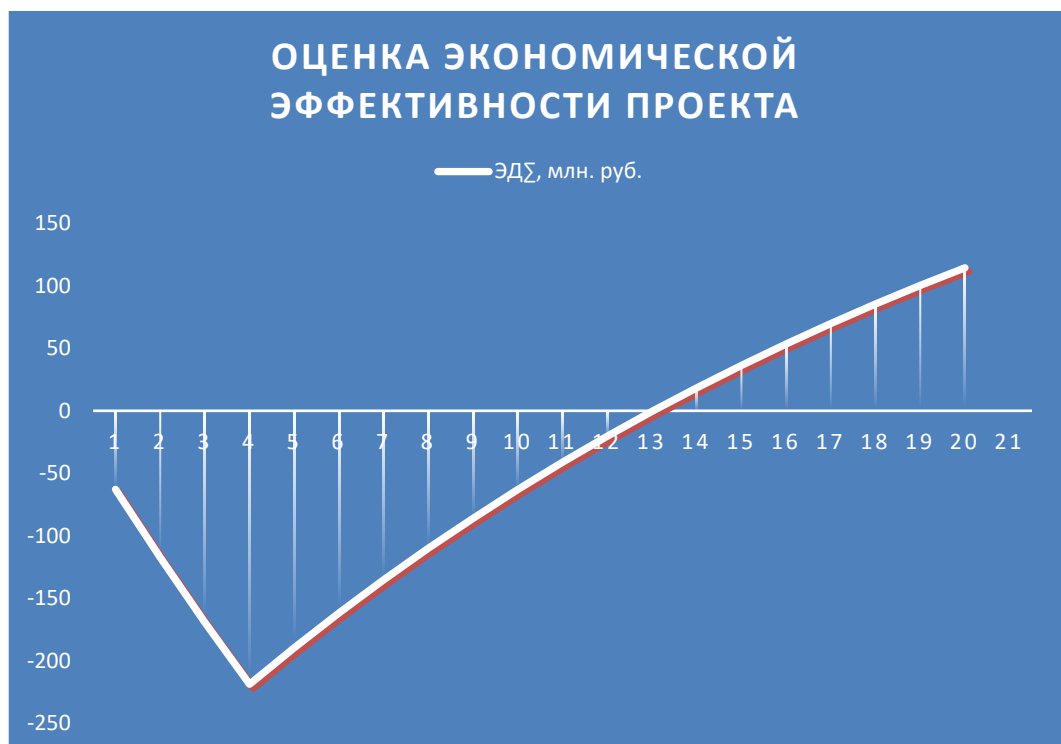
Продолжение таблицы 8.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,46	17,98	36,31
16	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,44	17,20	53,51
17	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,42	16,41	69,92
18	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,4	15,63	85,56
19	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,38	14,85	100,41
20	0	0,131	27,47	11,48	39,081	0,36	14,07	114,48

Принимаем допущения:

- строительство проекта осуществляется в течении 4 лет;
- инвестирование разбито на равные доли и осуществляется в течение всех 4 лет;
- получение прибыли возможно с 1 года.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на рисунке 9.1.



## Рисунок 9.1 - Оценка экономической эффективности проекта

Значение ЧДД положительное, затраты на проект окупаются на 13 год.  
Следовательно, проект строительства рекомендуется к реализации.

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 9.1 Безопасность

Состав и содержание основных мероприятий по охране труда, по отдельным видам работ, при организации производственных процессов по реконструкции ПС должны определяться проектами производства работ в соответствии с требованиями следующих нормативных документов по охране труда.

- Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования. СНиП 12-03-2001;

- Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство. СНиП 12-04-2002;

- Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ. СанПиН 2.2.3.1384-03;

- Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ. РД 153-34.3-03.285-2002;

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения» – Приказ № 533;

- Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности на период проведения строительного-монтажных работ, согласно ст.5, 151 Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ.

#### 9.1.1 Правила по охране труда при проведении монтажных работ

Началу работ по наряду или распоряжению должен предшествовать целевой инструктаж, предусматривающий указания по безопасному выполнению конкретной работы в электроустановке, охватывающий категорию работников, определенных нарядом или распоряжением, в последовательной цепи от работника, выдавшего наряд, отдавшего распоряжение, до члена бригады или исполнителя. Без проведения целевого инструктажа допуск к работе не разрешается [13].

При работе по наряду целевые инструктажи должны быть подписаны работниками, проведшими и получившими инструктаж, в таблицах наряда.

При работе по распоряжению целевые инструктажи должны быть оформлены подписями работников, проводивших и получивших инструктаж, в журнале учета работ по нарядам и распоряжениям [13].

Запрещается выполнять строительно-монтажные работы при скорости ветра 15 м/с и более, при грозе или тумане, исключающих видимость в пределах фронта работ [13].

Производство работ на строительстве проектируемого объекта следует вести в технологической последовательности, при необходимости совмещения работ производятся дополнительные мероприятия по обеспечению условий труда, отвечающих требованиям санитарных правил.

Приказом по предприятию назначить:

- лицо, ответственное за безопасное производство работ с краном;
- стропальщиков.

Все работы с краном производить под руководством лица, ответственного за безопасное производство работ с краном.

Для обеспечения безопасности при производстве погрузочно-разгрузочных работ с применением грузоподъемного крана его владелец и организация, производящая работы, обязаны выполнять следующие требования [13]:

- на месте производства работ не допускается нахождение лиц, не имеющих отношения к выполнению работ;
- не разрешается опускать груз на автомашину, а также поднимать груз при нахождении людей в кузове или в кабине автомашины.

В местах постоянной погрузки и разгрузки автомашин и полувагонов должны быть устроены стационарные эстакады или навесные площадки для стропальщиков.

Разгрузка и загрузка полувагонов крюковыми кранами должны производиться по технологии, утвержденной владельцем крана, в которой

должны быть определены места нахождения стропальщиков при перемещении грузов, а также возможность их безопасного выхода на эстакады и навесные площадки.

Нахождение людей в полувагонах при перемещении груза не допускается.

В зоне работы кранов запрещается нахождение людей, не связанных с работой данных грузоподъемных механизмов. Присутствие людей и передвижение транспортных средств, в зонах возможного обрушения и падения грузов запрещаются [13].

Не допускается строповка груза, находящегося в неустойчивом положении, исправление положения элементов строповочных устройств на приподнятом грузе, оттяжка груза при косом расположении грузовых канатов.

В местах производства работ должен быть установлен стенд со схемами строповки, таблицей масс грузов и съёмными грузозахватными приспособлениями.

По границе опасной зоны установить предупредительные знаки (принятые коды: РОЗ, W03, M03, F03, E03 и т.п.) ГОСТ 12.4.026-2015, предупреждающие о работе кранов, с подсветкой их в темное время суток.

Все лица, находящиеся на строительной площадке, обязаны носить защитные каски. Работники без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Работники должны быть обеспечены специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Гигиенические требования к средствам индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям санитарных правил и иметь санитарно-эпидемиологическое заключение, оформленное в установленном порядке.

Рабочие должны иметь удостоверения на право производства конкретного вида работ, а также должны пройти инструктаж по технике безопасности.

Хранение горючесмазочных материалов и газовых баллонов на стройплощадке не предусмотрено. Завозить по мере надобности в соответствии с технологической потребностью.

При производстве работ грузоподъемными кранами или подъемниками, исходя из требований правил безопасности, при составлении подрядной организацией в ППР должны быть заложены решения по выполнению следующих требований охраны труда и промышленной безопасности:

- принимаемые краны или подъемники должны соответствовать условиям строительно-монтажных работ по грузоподъемности, высоте подъема и вылету;

- при установке кранов или подъемников необходимо соблюдать безопасные расстояния от сетей и воздушных линий электропередачи, а также безопасные расстояния приближения к строениям и местам складирования строительных конструкций, деталей и материалов;

- указаны подъездные пути и места складирования грузов, порядок и габариты складирования;

- мероприятия по безопасному производству работ с учетом конкретных условий участка, где установлен кран или подъемник;

- при проезде под проводами линии электропередачи, находящейся под напряжением рабочие органы машин должны находиться в транспортном положении. При выполнении работ должно предусматриваться заземление машин и оборудования;

- выполнение работ по реконструкции ПС ведется в режиме работы строителей в одну смену. Продолжительность рабочего времени в течение недели, в соответствии с требованиями статьи 91 Трудового кодекса РФ от 30.12.2001 197-ФЗ с изм. не должна превышать 40 часов;

- рабочие и служащие, занятые на строительстве объекта, должны проходить предварительные при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры. Автомобили строительной площадке оборудованы аптечками, укомплектованными медикаментами, для оказания первой доврачебной помощи. В случае заболевания работник обращается в лечебные учреждения.

9.1.2 Правила по охране труда при допуске персонала строительно-монтажных организаций к работам в действующих электроустановках



Строительно-монтажные, ремонтные и наладочные работы на территории организации- владельца электроустановок должны производиться в соответствии с договором или иным письменным соглашением со строительно-монтажной (ремонтной, наладочной) организацией (далее – СМО), в котором должны быть указаны сведения о содержании, объеме и сроках выполнения работ [13].

Перед началом работ СМО должна представить список работников, которые имеют право выдачи нарядов и быть руководителями работ, с указанием фамилии и инициалов, должности, группы по электробезопасности.

Перед началом работ руководитель или уполномоченный представитель организации (обособленного подразделения) совместно с представителем СМО должны составить акт- допуск на производство работ на территории действующего предприятия по форме, установленной действующими строительными нормами и правилами.

Актом-допуском должны быть определены:

- места создания видимых разрывов электрической схемы, образованных для отделения, выделенного для СМО участка от действующей электроустановки, и места установки защитного заземления;

- место и вид ограждений, исключающих возможность ошибочного проникновения работников СМО за пределы зоны работ;

- место входа (выхода) и въезда (выезда) в зону работ;

- наличие опасных и вредных факторов.

В акте-допуске или отдельном распоряжении организации (обособленного подразделения) – владельца электроустановок указываются работники, имеющие право допуска к работе работников СМО и право подписи наряда-допуска. При этом один экземпляр распоряжения выдается представителю СМО.

Ответственность за соблюдение мероприятий, обеспечивающих безопасность производства работ, предусмотренных актом-допуском, несут руководители СМО и организации- владельца электроустановок.

По прибытии на место проведения работ персонал СМО должен пройти вводный и первичный инструктаж по безопасности труда с учетом местных особенностей, имеющихся на выделенном участке опасных факторов, а работники, имеющие право выдачи нарядов и быть руководителями работ, дополнительно должны пройти инструктаж по схемам электроустановок.

Инструктаж должен производить руководитель (или уполномоченный им работник) подразделения организации-владельца электроустановок.

Проведение инструктажа должно фиксироваться в журналах регистрации инструктажей СМО и подразделения организации-владельца электроустановок [13].

Подготовка рабочего места для выполнения строительно-монтажных работ выполняется по заявке СМО работниками организации-владельца электроустановок.

Зона работ, выделенная для СМО, должна иметь ограждение, препятствующее ошибочному проникновению персонала СМО в действующую часть электроустановки.

9.1.3 Правила по охране труда при выполнении работ в электроустановках с применением автомобилей, грузоподъемных машин и механизмов

В электроустановках работы с применением грузоподъемных машин и механизмов проводятся по наряду.

Водители, крановщики, машинисты, стропальщики, работающие в действующих электроустановках или в охранной зоне ВЛ, должны иметь группу II [13].

Проезд автомобилей, грузоподъемных машин и механизмов по территории ОРУ должен осуществляться под наблюдением одного из работников, имеющего право единоличного осмотра (из числа оперативного персонала, работника, выдавшего наряд, ответственного руководителя), или в электроустановках напряжением до 1000 В – производителя работ, имеющего группу IV, при выполнении строительно-монтажных работ в охранной зоне ВЛ – под

наблюдением ответственного руководителя или производителя работ, имеющего группу III.

Установка и работа грузоподъемных машин и механизмов в электроустановках должны выполняться под непрерывным руководством и надзором работника, ответственного за безопасное производство работ кранами (подъемниками, вышками), имеющего группу не ниже IV [13].

При проезде по ОРУ и подъемные и выдвижные части грузоподъемных машин и механизмов должны находиться в транспортном положении. Разрешается в пределах рабочего места перемещение грузоподъемных машин по ровной местности с поднятым рабочим органом без груза и людей на подъемной или выдвижной части, если такое перемещение разрешается заводской инструкцией и при этом не требуется проезжать под шинами и проводами ВЛ, находящихся под напряжением.

На ОРУ скорость движения грузоподъемных машин и механизмов определяется местными условиями, но не должна превышать 10 км/ч [13].

При проезде, установке и работе автомобилей, грузоподъемных машин и механизмов расстояния от подъемных и выдвижных частей, стропов, грузозахватных приспособлений, грузов до токоведущих частей, находящихся под напряжением, должны быть не менее 1650 мм [11].

При всех работах в ОРУ и в пределах охранной зоны ВЛ без снятия напряжения механизмы и грузоподъемные машины должны заземляться. Грузоподъемные машины на гусеничном ходу при их установке непосредственно на грунт заземлять не требуется [13].

Не допускается работа грузоподъемных машин при ветре, вызывающем приближение на недопустимое расстояние грузов или свободных от них тросов и канатов, с помощью которых поднимается груз, до находящихся под напряжением токоведущих частей.

9.1.4 Правила по охране труда при производстве работ в действующих электроустановках

Работы должны проводиться:

- по заданию на производство работы, оформленному на специальном бланке установленной формы и определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы [13];

- по распоряжению;

- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Выполнение работ в месте проведения работ по-другому наряду должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд (ответственным руководителем или производителем работ) [13].

Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, а также ремонт ВЛ независимо от напряжения, должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ, утвержденным руководителем организации.

Не допускается при работе около неогражденных токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него [13].

Не допускается прикасаться без применения электрозщитных средств к изоляторам, изолирующим частям оборудования, находящегося под напряжением.

Работникам следует помнить, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

## **9.2 Экологичность**

9.2.1 Характер взаимодействия проектируемого объекта с окружающей средой

Строительство и эксплуатация объекта оказывает прямое и косвенное воздействие практически на все компоненты природной среды: почвенно-растительный покров, поверхностные и подземные воды, фауну, атмосферный воздух.

9.2.2 Оценка воздействия на атмосферный воздух

Строительство проектируемого объекта будет сопровождаться выбросами в атмосферный воздух загрязняющих веществ от следующих источников [24]:

- Сварочные работы
- Работа техники на территории объекта
- Работа передвижной дизельной электростанции;

По условиям эксплуатации объекта возможность возникновения залповых или аварийных выбросов практически отсутствует.

Газоочистное оборудование не предусматривается.

Во время строительных работ, связанных со строительством, используется строительная техника, механизмы, автотранспортные средства, вследствие чего происходит загрязнение атмосферного воздуха. При работе автотранспорта, во время сжигания топлива в двигателях внутреннего сгорания в атмосферу с отработавшими газами поступают компоненты неполного сгорания топлива (сажа, диоксид серы, оксид углерода, диоксид азота, углеводороды). Количество загрязняющих веществ напрямую зависит от количества спец-автотранспорта, их грузоподъемности, вида и качества используемого топлива, а также времени разезда. Работа автотранспорта сопровождается постоянным изменением его местоположения и количества, одновременно эксплуатирующихся транспортных единиц, различными режимами и временем работы ДВС.

Монтаж металлоконструкций осуществляется с использованием передвижного сварочного агрегата. При проведении сварочных работ используются сварочные электроды марки Э48-М/18, в процессе чего в атмосферу поступают: оксиды железа, хрома, марганец и его соединения, фториды газообразные и плохо-растворимые [24].

Состав парка и потребность в строительных машинах и транспортных средствах. Марки машин и механизмов могут изменяться при составлении карт и ППР.

В период строительства воздействие на атмосферный воздух составляет незначительные объемы. Выбросы в период строительства растянуты во времени и пространстве.

Тот факт, что строительная техника постоянно на площадке не работает и период строительства незначителен, позволяет говорить о том, что воздействие при строительстве на окружающую среду будет кратковременным и не повлияет существенно на состояние атмосферного воздуха территории.

Выбросы в период строительства кратковременные, осуществляются только в период строительно-монтажных работ, по окончании строительства загрязнение окружающей среды от данных видов работ будет отсутствовать.

В период эксплуатации выбросы от проектируемого объекта отсутствуют.

Таким образом, деятельность данного объекта не оказывает существенного неблагоприятного влияния на состояние атмосферного воздуха, здоровье и санитарно-гигиенические условия жизни населения. Соблюдение требований природоохранного законодательства обеспечивает возможность функционирования данного объекта в рассматриваемом районе.

9.2.3 Оценка воздействия на земельные ресурсы в период строительства

Воздействие на природную среду от строительства объектов состоит, в первую очередь, в возникновении новых форм рельефа и грунтов на месте отсыпок, траншей и пр. Следствием этого является:

- изменение условий поверхностного и грунтового стока, приводящее к подтоплению либо осушению участков и смене растительных группировок;
- изменению условий снегонакопления;

Уничтожение почвенно-растительного покрова, снижение его видового разнообразия и продуктивности возможно при передвижении автотранспорта вне организованных проездов, захламлении территории отходами производства и потребления, вытаптывании и пр.

Техническими решениями и организационными мероприятиями, предусмотренными в проекте, возможные воздействия на окружающую среду в процессе строительства и эксплуатации сведены к минимуму.

Основные воздействия на территорию и геологическую среду происходят в период планирования территории и реконструкции объекта. Они выражаются в захламление почв отходами строительных материалов и мусором; техногенными нарушениями микрорельефа (рытвины, колеи, борозды и т.п.) и др.

Источниками воздействия служат строительные и транспортные механизмы.

В целом, при строительстве объекта воздействие на территорию и почвы будет ограничено площадью отвода.

#### 9.2.4 Источники шумового воздействия

При строительстве ПС, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума

Перечень источников шумового воздействия в период эксплуатации приведён в таблице 9.1 [2].

Таблица 9.1 – Перечень источников шума в период эксплуатации

Наименование	Количество	Номер источника шума	Шумовая хар-ка, дБА
Трансформатор ТМТН-6300/110	2	ИШ №1-2	89,0

Произведем необходимые расчеты.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 50 дБА.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет (при  $S_{\text{ном}} = 6,3 \text{ МВА}$ ,  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ) [2]:

$$L_{PA} = 89 \text{ дБА};$$

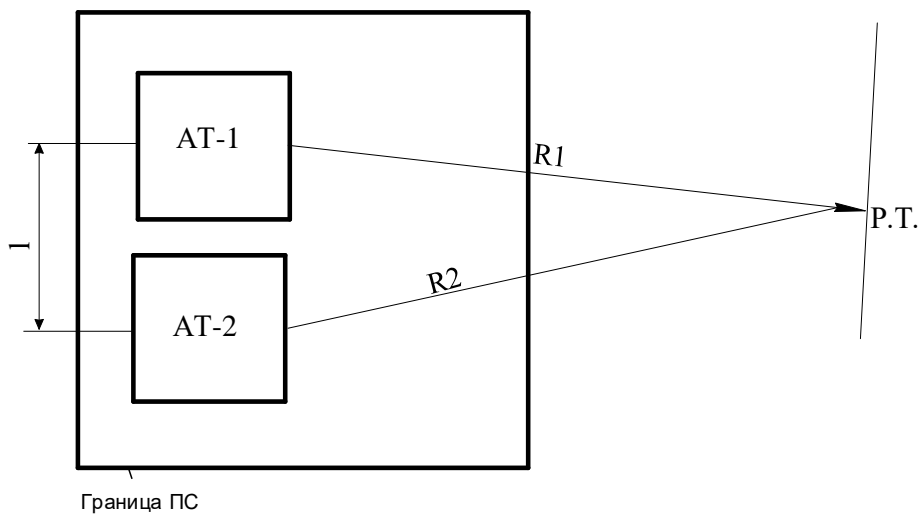


Рисунок 9.1 – Схема расположения трансформаторов и расчетной точки

1) Т.к. расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l, R_2 \gg l$  то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен [2]:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{WAi}}; \quad (9.1)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot 89} = 92 \text{ дБА}$$

где  $n$  – количество источников шума (ТМ);



$L_{WAi}$  – скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

2) На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = DV_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{\min}$ . Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории [2]:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{WA\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (9.2)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (92 - 50)}}{2\pi}} = 50,28 \text{ м.}$$

Любое  $R \geq R_{\min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min} = L_{CЗЗ}$  санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму. Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 50,28 м. Учитывая что существующая ПС 110 кВ Новопокровка расположена на значительном удалении от жилой застройки, то СЗЗ по шуму выполняется в полном объеме.

### 9.3 Пожарная безопасность

9.3.1 Перечень мероприятий по обеспечению безопасности подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара

Технические решения по генеральной планировке подстанции способствуют успешному маневрированию пожарных подразделений при тушении возможного пожара и препятствуют распространению огня с одного объекта на другой [25].

Безопасность подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара обеспечивается рядом мероприятий [25]:

- территория ПС должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов, запрещается загромождать материалами и оборудованием технологический проезд и проходы вокруг зданий, сооружений;

- вся территория должна иметь капитальное ограждение, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами;

- все подъездные дороги должны содержаться в исправном состоянии;

- на территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения;

- закрытие отдельных проездов и участков дорог на ремонт или по другим причинам может быть произведено после согласования с объектовой пожарной охраной, устройства временных объездов или переездов через ремонтируемые участки, установки дорожных знаков, указателей маршрута следования и дополнительного освещения на весь период ремонта;

- на объекте должна храниться исполнительная документация на установки и системы противопожарной защиты объекта;

9.3.2 Сведения о категории зданий, сооружений, помещений, оборудования и наружных установок по признаку взрывопожарной и пожарной опасности

На ПС присутствуют наружные установки, здания и сооружения.

Классификация наружных установок по пожарной опасности основывается на определении их принадлежности к соответствующей категории. По пожарной опасности наружные установки подразделяются на следующие категории [25]:

1. Повышенная взрывопожароопасность (АН);
2. Взрывопожароопасность (БН);
3. Пожароопасность (ВН);

4. Умеренная пожароопасность (ГН);
5. Пониженная пожароопасность (ДН).

Категории наружных установок по пожарной опасности определяются исходя из пожароопасных свойств находящихся в установках горючих веществ и материалов, их количества и особенностей технологических процессов.

К категории ВН относится наружная установка, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и друг с другом гореть. На данной ПС к таким наружным установкам относятся: силовой трансформатор и трансформатор собственных нужд, устанавливаемые на ОРУ.

К категории ДН относится наружная установка, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) в основном негорючие вещества и материалы в холодном состоянии. На ПС к таким наружным установкам относятся устанавливаемые на ОРУ: элегазовый выключатель, разъединитель, элегазовые трансформаторы тока.

По пожарной и взрывопожарной опасности помещения производственного назначения независимо от их функционального назначения подразделяются на следующие категории [25]:

1. Повышенная взрывопожароопасность (А);
2. Взрывопожароопасность (Б);
3. Пожароопасность (В1-В4);
4. Умеренная пожароопасность (Г);
5. Пониженная пожароопасность (Д).

Так как в помещениях ОПУ и РУ не хранятся и не обращаются ЛВЖ, горючие газы (жидкости), следовательно, помещения не относятся к категориям А или Б. Площадь удельной пожарной нагрузки ОПУ равна 16 м<sup>2</sup> [25].

Категория пожароопасности помещений РУ и ОПУ определена как В2 [25].

9.3.3 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушений и оборудованию автоматической пожарной сигнализацией

Согласно СП 485.1311500.2020 и п.п. 4.2.214 ПУЭ-7 автоматическая установка пожаротушения не требуется ни внутри зданий подстанции, ни на ОРУ [11].

ПС оснащается системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений, то есть на предотвращение образования горючей среды и источников зажигания.

Выше было указано на отсутствие необходимости в автоматической установке пожаротушения на территории и внутри зданий ПС.

Внутренний противопожарный водопровод в здании ОПУ не предусматривается согласно СП 10.13130.2020 п. 4.1.

Установленный класс пожара горючих веществ и материалов для помещений ОПУ и РУ - Е (пожары, связанные с горением электроустановок). Указанные помещения оснащаются огнетушителями обязательно [25].

На ПС должно производиться оснащение ОРУ пожарным щитом СП-05. Щит установлен рядом с чашей трансформатора.

9.3.4 Описание организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности объекта капитального строительства

На реконструируемой подстанции наиболее пожароопасным оборудованием являются масляные автотрансформаторы: силовой и собственных нужд, поэтому должны быть приняты все меры по предотвращению возникновения возможности пожара на этом оборудовании. В связи с чем требуется регулярный контроль функционирования оборудования и инструктажа персонала о порядке действий при пожаре.

При возникновении пожара на оборудовании оно должно быть отключено от сети всех напряжений и заземлено.

Персонал должен вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения. Запрещается при пожаре на масляном оборудовании сливать масло из корпусов, т.к. это может привести к распространению огня и затруднить тушение пожара.

На период производства монтажных работ внутриплощадочный проезд, выполняющий роль и проезда пожарной техники, должен быть всегда свободным, содержаться в исправном состоянии, а зимой очищаться от снега и льда.

На территории строительства не разрешается оставлять на открытых площадках тару с легко воспламеняющимися и горючими жидкостями, а также баллоны со сжатым воздухом и сжиженными газами.

На проведение всех огневых работ на временных местах в обязательном порядке оформляется наряд-допуск согласно Приложения Е СНиП 12-03-2001. Места проведения всех видов работ обеспечить первичными средствами пожаротушения (огнетушитель, лопата, ящик с песком, емкость с водой, ведро и прочий противопожарный инвентарь).

Для поддержания противопожарного режима на объекте необходимо [25]:

- разработать инструкции действий персонала с обязательной практической отработкой не менее двух раз в год с участием представителей заинтересованных служб, определить порядок и лиц, ответственных за отключение электричества в случае пожара;

- назначить ответственных за пожарную безопасность, провести их обучение по программе пожарно-технического минимума, возложить на них обязанности по содержанию и сохранности первичных средств пожаротушения;

- провести обучение по программе пожарно-технического минимума всего персонала, участвующего в организации тушения возможного пожара и эвакуации людей, обеспечить их средствами индивидуальной защиты органов дыхания и противопожарными полотенцами.

- у въезда на территорию объекта необходимо вывесить план пожарной защиты с нанесенными вспомогательными зданиями и сооружениями, въездами,

подъездами, местонахождением водоисточников, средств пожаротушения и связи.

Правилами пожарной безопасности устанавливаются требования к первичным средствам пожаротушения и организации их эксплуатации [25]:

- огнетушители должны всегда содержаться в исправном состоянии, периодически осматриваться, проверяться и своевременно перезаряжаться:

- огнетушители, отправленные с предприятия на перезарядку, должны заменяться соответствующим количеством заряженных огнетушителей;

- каждый огнетушитель, установленный на объекте, должен иметь порядковый номер, нанесенный на корпус белой краской, на него заводится паспорт по установленной форме;

- на объекте должно быть определенное лицо, ответственное за приобретение, ремонт, сохранность и готовность к действию первичных средств пожаротушения.

Выбор типа и расчет необходимого количества огнетушителей в защищаемых зонах подстанции производится из учета их огнетушащей способности, предельной площади, а также класса пожара горючих веществ и материалов. В ОПУ рекомендована установка двух углекислотных ручных огнетушителей ОУ-3 вместимостью 3 л, массой заряда 4 кг. РУ оснащается тем же набором огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещения на высоте не более 1,5 м и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания или на полу в подставке. При этом размещение огнетушителей не должно препятствовать безопасной эвакуации.

Так как на подстанции отсутствует наружный противопожарный водопровод, на ОРУ устанавливается пожарный щит типа СП-05 (по ГОСТ 12.4.009-83), включающий в себя: два углекислотных огнетушителя по 5 л (3 кг), противопожарное негорючее полотно, совковую лопату, пожарный багор с деревянной ручкой, диэлектрические перчатки, боты, ножницы, коврик, а также ящик с песком объемом 0,5 м<sup>3</sup> [25].

Использование первичных средств пожаротушения, немеханизированного пожарного инструмента и инвентаря для хозяйственных и прочих нужд, не связанных с тушением пожара, запрещается.

9.3.5 Определение пожарных рисков угрозы жизни и здоровью людей, уничтожения имущества

Расчет уровня обеспечения пожарной безопасности людей основан на сравнении развития пожара с эвакуацией людей при учете коэффициента безопасности, то есть, как быстро происходит развитие пожара, и успеют ли люди покинуть опасные места. Время, в течение которого люди могут покинуть опасные места, определяется расчетом времени эвакуации. Время достижения опасными факторами пожара предельных, по условиям безопасности для людей, значений определяется исходя из возможного развития пожара, основанного на ряде факторов.

Критической продолжительностью пожара считается время, по истечении которого возникает опасная ситуация вследствие достижения хотя бы одним из опасных факторов пожара предельно допустимого для человека значения. При этом предполагается, что каждый опасный фактор воздействует на человека независимо от других, так как реализовать оценку комплексного воздействия постоянно изменяющихся во времени различных параметров пожара чрезвычайно сложно.

Требуемый уровень обеспечения пожарной безопасности людей должен быть не менее 0,999999 предотвращения воздействия опасных факторов в год в расчете на каждого человека, а допустимый уровень пожарной опасности для людей должен быть не более  $10^{-6}$  воздействия опасных факторов пожара, превышающих предельно допустимые значения в год в расчете на каждого человека [25].

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются [25]:

- пламя и искры;
- повышенная температура окружающей среды;

- токсичные продукты горения и термического разложения;
- дым;
- пониженная концентрация кислорода.

К вторичным проявлениям опасных факторов пожара, воздействующим на людей и материальные ценности, относятся:

- осколки, части разрушившихся аппаратов, агрегатов, установок, конструкций;
- радиоактивные и токсичные вещества и материалы, вышедшие из разрушенных аппаратов и установок;
- электрический ток, возникший в результате выноса высокого напряжения на токопроводящие части конструкций, аппаратов, агрегатов;
- опасные факторы взрыва, происшедшего вследствие пожара;
- огнетушащие вещества.

Риск гибели людей в результате воздействия опасных факторов пожара должен определяться с учетом функционирования систем обеспечения пожарной безопасности зданий, сооружений и строений.

Для производственных объектов, на которых обеспечение величины индивидуального пожарного риска одной миллионной в год невозможно в связи со спецификой функционирования технологических процессов, допускается увеличение индивидуального пожарного риска до одной десятитысячной в год. При этом должны быть предусмотрены меры по обучению персонала действиям при пожаре и по социальной защите работников, компенсирующие их работу в условиях повышенного риска.

Оценка пожарного риска на производственном объекте должна предусматривать:

- анализ пожарной опасности производственного объекта;
- определение частоты реализации пожароопасных аварийных ситуаций;
- построение полей опасных факторов пожара для различных сценариев его развития;



- оценку последствий воздействия опасных факторов пожара на людей для различных сценариев его развития;

- вычисление пожарного риска.

Для определения частоты реализации пожароопасных ситуаций на производственном объекте используется информация:

- об отказе оборудования, используемого на производственном объекте;

- о параметрах надежности используемого оборудования;

- об ошибочных действиях персонала;

- о географических особенностях местности в районе размещения производственного объекта.

Оценка опасных факторов пожара, взрыва для различных сценариев их развития осуществляется на основе сопоставления информации о моделировании динамики опасных факторов пожара на территории производственного объекта и прилегающей к нему территории.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция системы внешнего электроснабжения сельскохозяйственных потребителей с центром питания ПС «Иман», включающей ПС «Новопокровка», «Рощино», «Лукияновка» в Приморском крае.

Реконструкция ПС 110 кВ Новопокровка вызвана необходимостью обеспечить надежное электроснабжение нужд потребителей красноармейского района, следовательно условие актуальности выполняется.

Осуществлен выбор из предложенных 4 вариантов реконструкции системы электроснабжения и был принят наиболее рациональный с точки зрения практического осуществления вариант, с питанием ПС 110 кВ Новопокровка, по существующим трассам ВЛ 110 кВ с заменой провода на АС 120 и реконструкцией РУ 110 кВ без замены существующих трансформаторов.

Исполнение подстанции принято РУ-110 кВ по схеме 2 варианта 5АН и открытой установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА, трансформаторы были приняты к установке уже существующие на ПС.

Осуществлен выбор силового оборудования, к установке на ОРУ 110 кВ приняты элегазовые баковые выключатели ВБТ-110 со встроенными трансформаторами тока ТВ-110, на ремонтной перемычке принят трансформатор тока ТОГФ-110. Трансформаторы напряжения выбраны ЗНОГ-110. РУ 35 выполнено в виде КРУ-СЭЩ-65 35 кВ производства ОАО "Электрощит". РУ 10 кВ выполнено КРУ-СЭЩ-59 производства ОАО "Электрощит".

Питание сети собственных нужд предусматривается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ, мощностью 250 кВА установленных на ПС.

Все принятое силовое оборудование удовлетворяет предъявляемым требованиям.

В части проектирования устройств РЗА принято решение о применении на ПС 110 кВ Новопокровка для релейной защиты и автоматики микропроцессорных терминалов производства «ЭКРА». Расчёт уставок выбранных защит осуществлён согласно действующим руководящим указаниям и рекомендациям фирм-изготовителей. Определяющим при выборе принципов и типов устройств РЗА являлось выполнение основных требований, предъявляемых к их функционированию (селективность, быстродействие, чувствительность и надёжность), а также выполнение действующих нормативных документов.

Были рассмотрены вопросы охраны труда на ПС, безопасности и экологичности. Реконструируемая подстанция 110/35/10 кВ Новопокровка, является безопасной и экологичной с точки зрения действующих нормативных документов.

Итогом ВКР является реконструированная система внешнего электроснабжения сельскохозяйственных потребителей с центром питания ПС «Иман», включающей ПС «Новопокровка», «Рошино», «Лукьяновка» в Приморском крае, отвечающая современным требованиям. При должной остаточной проработке, данный проект может быть принят к реализации и найти свое практическое применение.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005;
2. Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014;
3. ГОСТ 11677-85 «Трансформаторы силовые общие технические условия» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004970> (Дата обращения: 15.04.2023);
4. ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200046288> (Дата обращения: 11.04.2023);
5. ГОСТ Р 52726-2007 «Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200051507> (Дата обращения: 12.03.2023);
6. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004382> (Дата обращения: 11.03.2023);
7. Индексы изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2023 года [Электронный ресурс] // E-smeta.ru: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.e-smeta.ru/index/1347-indexy-smetnoy-oborudovaniya-1kv2023.html> (Дата обращения: 11.04.2023);
8. Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с.

9. Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2006. – 416 с.

10. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989;

11. Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003;

12. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей российской федерации» Минэнерго России от 19.06. 2003 № 229 [Электронный ресурс] URL: <https://base.garant.ru/186039/> (Дата обращения: 17.02.2023);

13. 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) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (Дата обращения: 02.03.2023);

14. Приказ Минэнерго РФ от 13.02.2019 N 101"об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики" (Зарегистрировано в Минюсте РФ 25.04.2019 N 54503) [Электронный ресурс] URL: <https://minjust.consultant.ru/special/documents/document/42706> (Дата обращения: 11.03.2023).

15. ПТЭЭП. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Электронный ресурс] URL: <https://base.garant.ru/12129664/> (Дата обращения: 04.03.2023).

16. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт;

17. РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений». – Введ. 12.07.1999. – СПб.: Издательство ПЭИПК;
18. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М: Энергоатомиздат;
19. Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозových перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7361.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf)
20. СО 153-34.21.122-2003 (РД 34.21.122-87) «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 280) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034368> (Дата обращения: 13.03.2023);
21. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения [Электронный ресурс] URL: [https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers\\_tech/Schems.pdf](https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf) (Дата обращения: 28.02.2023);
22. Судаков, Г. В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. – метод. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006;
23. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М.: НТФ «Энергосетьпроект» 2012. -376 с.
24. Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 26.03.2023 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> (Дата обращения: 11.03.2023);
25. Федеральный закон от 22.07.2008 г. №123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный

ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/902111644> (Дата обращения: 11.03.2023);

26. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002;

27. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс] URL: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto\\_56947007-29.240.124-2012](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.240.124-2012) (Дата обращения: 15.05.2023);

28. Индексы изменения стоимости. [Электронный ресурс] URL: [https://www.03geo.ru/indeksy\\_izmeneniya\\_smetnoi\\_stoimosti](https://www.03geo.ru/indeksy_izmeneniya_smetnoi_stoimosti) (Дата обращения: 15.05.2023);

29. Силовые трансформаторы [Электронный ресурс] URL: <https://transelektro.nt-rt.ru/images/showcase/silovye-transformatory.pdf> (Дата обращения: 15.05.2023);

30. СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99\* Строительная климатология» [Электронный ресурс] URL: <https://www.minstroyrf.gov.ru/docs/118243> (Дата обращения: 15.05.2023);

31. Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс] URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/313/document/166784> (Дата обращения: 15.05.2023);