

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы
и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой

_____ 2016 г.
«__» _____

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей филиала АО «Дальневосточная
распределительная сетевая компания» «Амурские электрические сети» на
участке подстанция Благовещенская – подстанция Сергеевка

Исполнитель

студент группы 2420б2

подпись, дата

К. А. Коцур

Руководитель

профессор, доктор. тех. наук

подпись, дата

Н. В. Савина

Нормоконтроль

доцент, кандидат. тех. наук

подпись, дата

А. Н. Козлов

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2016

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой

« ____ » _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

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

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

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

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление подготовки _____

Направление (профиль) программы _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблицы _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не имеющие отражения в работе _____

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

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

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление подготовки _____

Направление (профиль) программы _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Соответствие содержания работы (проекта) заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе (проекте) _____

Материалы, представленные в работе (проекте), непосредственно не связанные с темой и направленностью _____

2. Достоинства работы (проекта) _____

3. Недостатки работы (проекта) _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 160 с., 18 рисунков, 104 таблицы, 17 использованных источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, РЕЖИМ, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ИЗДЕРЖКИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.

В данной ВКР предложен вариант реконструкции электрических сетей филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Амурские электрические сети» на участке подстанция Благовещенская – подстанция Сергеевка. Выполнена реконструкция ПС «Игнатьево». Произведён расчёт токов КЗ, выбрано основное электрооборудование подстанции. Разработана молниезащита и заземление подстанции. Описаны комплексы РЗиА силового трансформатора и воздушной линии. Произведён расчёт нормальных и послеаварийных режимов в ПВК RastrWin3. Определена себестоимость электроэнергии, рассмотрены вопросы ТБ при эксплуатации электрической сети и подстанции.

Цель ВКР – провести реконструкцию электрических сетей АО «ДРСК» «АЭС» на участке ПС «Благовещенская» - ПС «Сергеевка».

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	9
Введение	10
1 Анализ состояния электрических сетей Благовещенского района Амурской области	11
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Благовещенского района	11
1.2 Характеристика источников питания района	12
1.3 Характеристика электрических сетей района	12
1.4 Анализ существующих режимов	13
2 Разработка вариантов реконструкции электрической сети на участке ПС «Благовещенская» - ПС «Сергеевка»	17
2.1 Краткая характеристика вариантов реконструкции электрической сети	13
2.2 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	18
2.3 Расчёт существующего режима	29
2.4 Разработка и технический анализ вариантов реконструкции	37
2.5 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции	42
2.5.1 Определение потоков мощности	42
2.5.2 Выбор рационального напряжения	44
2.5.3 Компенсация реактивной мощности	45
2.5.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС	47
2.5.5 Выбор сечений линий электропередачи и их конструктивное исполнение	50
2.5.6 Расчёт капитальных вложений	53
2.5.7 Расчёт издержек	59
2.5.8 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	65
3 Расчёт токов короткого замыкания	67

4	Реконструкция ПС Игнатьево	75
4.1	Характеристика однолинейной схемы подстанции	76
4.2	Конструктивное исполнение подстанции	76
4.3	Выбор и проверка выключателей	76
4.4	Выбор и проверка разъединителей	82
4.5	Выбор и проверка ячеек КРУ	83
4.6	Выбор и проверка трансформаторов тока	85
4.7	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	90
4.8	Выбор и проверка шинных конструкций	94
4.9	Выбор и проверка опорных изоляторов	100
4.10	Выбор и проверка проходных изоляторов	103
4.11	Выбор трансформаторов собственных нужд	104
4.12	Выбор ограничителей перенапряжения	105
4.13	Разработка заземления и молниезащиты ПС «Игнатьево»	106
4.13.1	Конструктивное исполнение заземления ПС «Игнатьево» и определение его стационарного и импульсного сопротивления	107
4.13.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	112
5	Релейная защита и автоматика	115
5.1	Расстановка комплексов защиты при реконструкции электрической сети на участке ВЛ 35 кВ Игнатьево – Сергеевка	115
5.1.1	Токовая отсечка для линии с двухсторонним питанием	117
5.1.2	Дистанционная защита линии	117
5.2	Релейная защита силового трансформатора на ПС «Игнатьево»	118
5.2.1	Расчёт дифференциальной токовой защиты	119
5.2.2	Максимальная токовая защита трансформатора	123
5.2.3	Защита от перегрузки	124
5.2.4	Газовая защита	124
5.3	Автоматика на ПС «Игнатьево»	126

6	Расчёт и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети на участке ПС «Благовещенская» – ПС «Сергеевка»	128
6.1	Выбор эквивалента сети для расчёта режимов	128
6.2	Выбор и характеристика ПВК для расчёта режимов	128
6.3	Подготовка исходных данных для расчёта	129
6.4	Расчёт максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок)	131
6.5	Расчёт минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)	136
6.6	Расчёт характерных послеаварийных режимов и их анализ	139
7	Инвестиционная привлекательность проекта	146
7.1	Расчёт себестоимости передачи электроэнергии	148
8	Безопасность и экологичность проекта	152
8.1	Безопасность проекта	152
8.2	Экологичность проекта	156
	Заключение	158
	Библиографический список	159
	Приложение А.	
	Приложение Б.	
	Приложение В.	

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

СТ – силовой трансформатор;
ВЛ – воздушная линия;
ВЛЭП – воздушная линия электропередачи;
ПС – подстанция;
БТЭЦ – Благовещенская теплоэлектроцентраль;
РУ – распределительное устройство;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
КЗ – короткое замыкание;
ВН – высокое напряжение;
СН – среднее напряжение;
НН – низшее напряжение;
ПВК – программно-вычислительный комплекс;
КУ – компенсирующее устройство;
КРМ – компенсация реактивной мощности;
РЗ – релейная защита;
АПВ – автоматическое повторное включение;
АВР – автоматический ввод резерва;
МТЗ – максимальная токовая защита;
ТТ – трансформатор тока;
ТН – трансформатор напряжения;
ПУЭ – правила устройства электроустановок;
ТБ – техника безопасности;
ЭЭС – электроэнергетическая система;
ВКР – выпускная квалификационная работа.

ВВЕДЕНИЕ

В 2013 году вступил в силу приказ Министерства энергетики РФ от 19 июня 2013 г. № 309 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2013-2019 годы».

Одно из ведущих разделов в этой программе занимают вопросы по развитию электроэнергетики Дальнего Востока. Всё это требует развития и переоснащения существующих ЭЭС, внедрения новых технологий и современного оборудования. Этот процесс сопровождается строительством и реконструкцией линий электропередачи и подстанций.

Основанием для реконструкции рассматриваемого участка сети является плохое техническое состояние электрических сетей и подстанций. На существующем РУ ВН ПС «Сергеевка» до сих пор установлены и эксплуатируются отделители и короткозамыкатели.

ПС «Игнатьево» снабжает электроэнергией аэропорт города Благовещенска. Поэтому возможное нарушение электропитания приведёт к прекращению подготовки авиатехники к полётам, задержкам рейсов.

Что касается технического оснащения ПС «Игнатьево», то на ПС установлен трёхобмоточный силовой трансформатор с закороченной обмоткой на средней стороне, отсутствует РУ СН.

На большинстве подстанций установлены масляные или маломасляные выключатели.

Анализ состояния электрических сетей рассматриваемого участка также показал, что в электрической сети наблюдаются недопустимые отклонения напряжения, часть трансформаторов работают «вхолостую», ВЛ Совхозная-Марково эксплуатируется преимущественно в режиме минимальных нагрузок, когда выводят в ремонт ВЛ 110 кВ.

Всё это явилось предпосылкой для модернизации и реконструкции электрической сети и подстанций.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ БЛАГОВЕЩЕНСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Благовещенского района

Благовещенский район расположен в юго-западной части Амурской области.

Климат континентальный. Зима холодная (средняя температура января $-24,7^{\circ}$) лето жаркое (средняя температура июля $+21,7^{\circ}$). Годовое количество осадков 470–500 мм, из которых 70% выпадает летом, и около 8% зимой.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, Па	650
Максимальная скорость ветра, м/с	32
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см), мм	20
Температура воздуха высшая, град С	41
Температура воздуха низшая, град С	- 45
Температура воздуха среднегодовая, град С	0
Число грозных часов	49
Степень загрязнения атмосферы	I
Сейсмичность района, (бал.)	6

Представленные в таблице 1 данные будут использованы в дальнейших расчётах. Например, максимальный скоростной напор ветра будет использоваться для выбора коэффициента для учёта усложняющих условий строительства ВЛ.

1.2 Характеристика источников питания района

Источником питания рассматриваемого района является подстанция «Благовещенская», которая выполнена на три класса номинального напряжения 220/110/35 кВ.

Подстанция осуществляет питание от ПС «Амурская» по линии 220 кВ. Трансформация напряжения происходит с помощью автотрансформаторов на 125 МВА. ОРУ 220 кВ выполнено по схеме одна рабочая секционированная выключателем система шин. ОРУ 110 кВ выполнено по схеме одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин. С ОРУ 110 кВ также осуществляется передача электроэнергии в Китай.

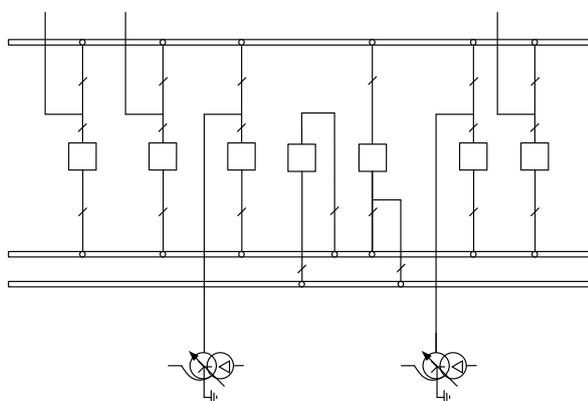


Рисунок 1 – Схема РУ СН ПС «Благовещенская» – одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин

1.3 Характеристика электрических сетей района

Электрическая сеть как элемент ЭЭС обеспечивает возможность выдачи мощности ЭС, её передачу на расстояние, преобразование параметров ЭЭ (напряжения, тока) на ПС и её распределение на некоторой территории вплоть до непосредственных электроприёмников. Современные электрические сети характеризуется многоступенчатостью, т.е. большим числом трансформаций на пути от источников ЭЭ к её потребителям.[15]

Электрическая сеть на проектируемом участке от ПС «Благовещенская» до ПС «Сергеевка» представлена распределительными сетями трёх классов номинального напряжения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ.

Электроснабжение потребителей осуществляется электрическими сетями в одноцепном исполнении, что в случае возникновения аварийной ситуации приводит к нарушению электропитания ответственных потребителей таких, как Благовещенский аэропорт. Это в свою очередь является причиной нарушения требуемого уровня надежности электроснабжения.

1.4 Анализ существующих режимов

На первом этапе анализа важно правильно организовать эквивалент схемы распределительной сети, иначе будет неправильно произведен расчет, и, соответственно, сам анализ режимной ситуации, что может привести к некорректным значениям.

Эффективность эквивалентирования состоит в уменьшении числа узлов рассчитываемой электрической системы. Соответственно упрощается анализ режима электрической системы. Цель эквивалентирования – свести реальную схему сети к обобщенной таким образом, чтобы для анализа режимной ситуации использовать достоверные (откорректированные) значения электрической нагрузки вводных присоединений в характерных узлах нагрузки каждого уровня

Схема считается эквивалентной, если в результате расчёта ее режима напряжения оставшихся в ней узлов будут те же, что и при расчёте исходной схемы.

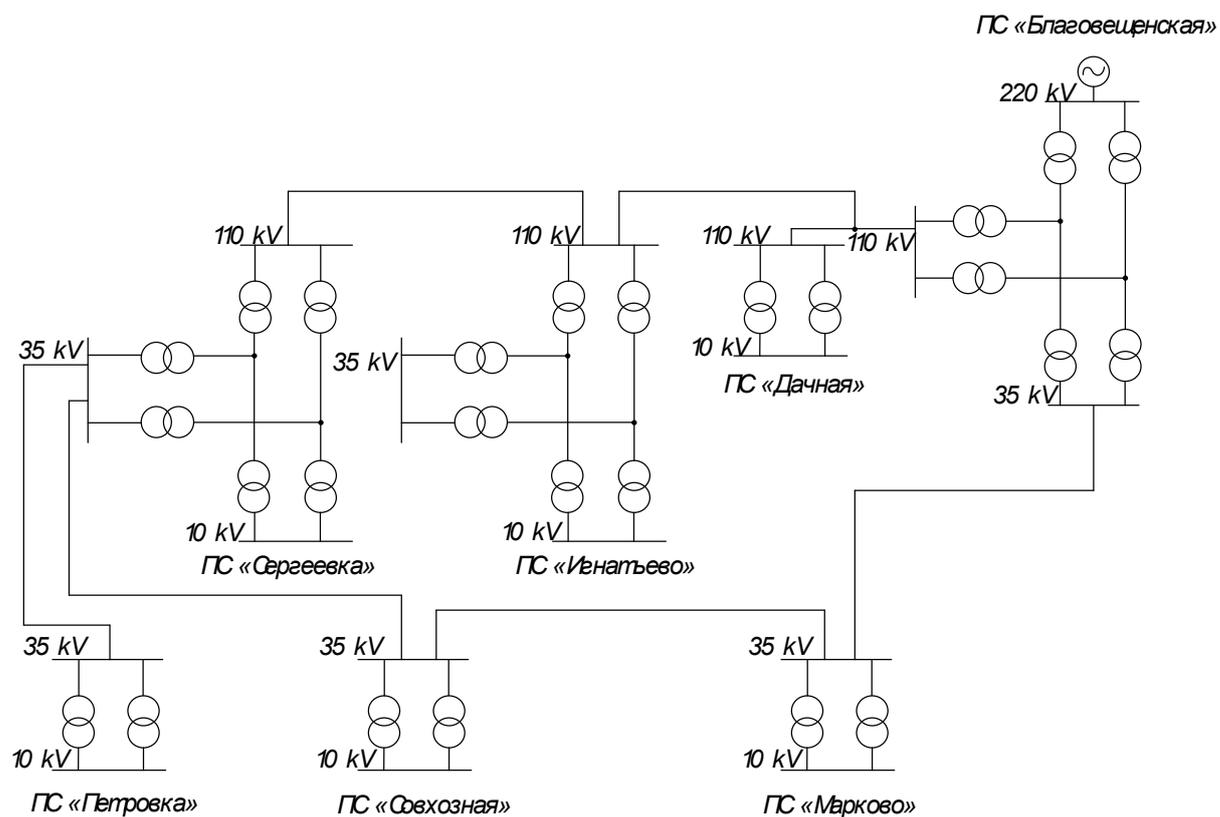


Рисунок 2 – Эквивалент сети

Анализ коэффициентов загрузки трансформаторов и линий необходим для определения нормального режима работы трансформаторов и линий, работающих с предельно допустимыми значениями по загрузке и тем самым снижающих надежность и устойчивость электроснабжения потребителей.

Таблица 2 – Загрузка ВЛ

Наименование ВЛ	Марка провода	Длина ВЛ, км	Нагрузка, А	Плотность тока, А/мм ²	Экон. пл. тока, А/мм ²
Наименование ВЛ 110 кВ					
Благовещенская-Игнатъево	АС - 70	22,47	69,637	0,99	1,1
Игнатъево-Сергеевка	АС - 70	24,80	18,297	0,26	1,1
Наименование ВЛ 35 кВ					
Благовещенская – Марково	АС - 50	31,40	14,830	0,30	1,1

1	2	3	4	5	6
Сергеевка – Совхозная	АС - 70	14,77	11,830	0,17	1,1
Сергеевка – Петровка	АС - 35	40,00	32,490	0,93	1,1
Совхозная – Марково	АС - 50	14,00	0,000	0,00	1,1

Проанализировав значения загрузок ВЛ, сделаем вывод, что на участках эквивалентной сети токовые загрузки линий не превышают нормированных значений экономической плотности тока.

Таблица 3 – Загрузка трансформаторов

Наименование подстанции	№ тр-ра	Установленная мощность тр-ра, МВА	3 часа загрузка, о.е.	9 часа загрузка, о.е.	18 часов загрузка, о.е.
Загрузка трансформаторов 110 кВ					
Дачная	1	10,0	0,16	0,22	0,22
Игнатьево	1	6,3	0,23	0,26	0,25
	2	6,3	0,21	0,19	0,21
Сергеевка	1	10,0	0	0	0
	2	10,0	0,34	0,38	0,39
Загрузка трансформаторов 35 кВ					
Марково	1	4,0	0,19	0,21	0,23
	2	2,5	0	0	0
Петровка	1	2,5	0	0	0
	2	2,5	0,71	0,74	0,77
Совхозная	1	1,8	0	0	0
	2	1,6	0,34	0,45	0,43

По результатам контрольного замера следует, что трансформаторы малозагружены, на большинстве рассматриваемых подстанций в работе находится один трансформатор вследствие низкой нагрузки потребителей.

Исходя из анализа коэффициентов загрузки трансформаторов, должно приниматься решение по разработке организационных и технических мероприятий для оптимизации работы. К таким мероприятиям относятся: замена трансформаторов, установка дополнительных регулирующих и компенсирующих устройств, реконструкция и модернизация распределительной сети.

Таблица 4 – Отклонения напряжения

Наименование узла сети	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Шины СН ПС Благовещенская	110	-23,10
Шины НН ПС Благовещенская	35	-19,64
Шины ВН ПС Марково	35	-25,24
Шины НН ПС Марково	10	-28,13
Шины ВН ПС Дачная	110	-23,64
Шины НН ПС Дачная	10	-29,12
Шины ВН ПС Игнатьево	110	-25,01
Шины СН ПС Игнатьево	35	-27,92
Шины НН ПС Игнатьево	10	-24,15
Шины ВН ПС Сергеевка	110	-28,21
Шины СН ПС Сергеевка	35	-28,88
Шины НН ПС Сергеевка	10	-29,84
Шины ВН ПС Петровка	35	-34,03
Шины НН ПС Петровка	10	-33,13
Шины ВН ПС Совхозная	35	-30,49
Шины НН ПС Совхозная	10	-28,87
Отпайка ПС Дачная	110	-23,62

Вследствие низких нагрузок потребителей на шинах подстанций наблюдается превышение допустимых значений напряжения.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА УЧАСТКЕ ПС «БЛАГОВЕЩЕНСКАЯ» - ПС «СЕРГЕЕВКА»

2.1 Краткая характеристика вариантов реконструкции электрической сети

При выборе наилучшего варианта реконструкции района электрической сети применим метод повариантного сравнения. Его сущность заключается в разработке нескольких вариантов конфигурации электрической сети по конкретным принципам построения, дальнейшем разбиении вариантов по группам на основании схожести, выборе лучшего из каждой группы и дальнейшего сравнения по экономичности. При этом должно остаться два варианта.

При составлении вариантов схемы нужно учитывать следующие правила:

- 1) Исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях;
- 2) Применение простых электрических схем распределительных устройств с минимальным количеством трансформаций;
- 3) Обязательный учёт категорийности потребителей по надёжности электроснабжения;
- 4) Вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надёжности электроснабжения;
- 5) Крайне нежелательно объединять маломощные подстанции с крупными, в замкнутых сетях, а так же сложно-замкнутые схемы;
- 6) Вариант электрической сети должен быть технически осуществим.

Варианты реконструкции электрической сети разработаны на основе карты-схемы Благовещенского РЭС.

2.2 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок

При реконструкции подстанции и сетей необходимо учитывать ежегодный рост нагрузки с целью предотвращения перегрузки трансформаторов и других электрических аппаратов.

Данный раздел посвящен расчету электрических нагрузок на ПС рассматриваемого района проектирования с учетом на перспективу в 2020 года, с целью дальнейшего выбора сечения ВЛ.

К вероятностным характеристикам графиков электрических нагрузок относятся средняя $P_{ср.}$, среднеквадратическая (эффективная) $P_{эф.}$, максимальная $P_{мах}$, мощности.

В данном разделе производится расчёт вероятностных характеристик, необходимых для выбора основного оборудования проектируемой сети и расчёта потерь мощности и энергии.

По формуле сложных процентов определяем среднюю прогнозируемую активную мощность:

$$P_{ср.ПРОГ.} = P_{ср.БАЗ.} (1 + \varepsilon)^{t_{ПРОГ.} - t_{БАЗ.}}, \quad (1)$$

где $P_{ср.БАЗ.}$ – средняя активная мощность за 2015 год;

ε – относительный ежегодный прирост электрической нагрузки в Амурской области, $\varepsilon=0,86\%$ (согласно Приказу Минэнерго России от 1 марта 2016 г. № 147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 гг.»);

$t_{ПРОГ}$ – год, на который определяется электрическая нагрузка, $t_{ПРОГ}=2020г.$;

$t_{БАЗ}$ – год начала отсчёта в рассматриваемом промежутке, $t_{БАЗ}=2015г.$

Определение средней активной мощности ПС на 2015 год:

$$P_{CP.БАЗ.} = \frac{\left(\sum_{i=1}^m P_i \cdot t_i \right)}{24}, \quad (2)$$

где P_i – величина нагрузки в i час суток;

t_i – количество часов использования данной нагрузки на ПС.

На примере ПС «Игнатьево» средняя активная мощность в период максимальных нагрузок составляет:

$$P_{CP.БАЗ.} = \frac{((1,39 + 1,23) \cdot 3 + (1,55 + 1,16) \cdot 6 + (1,51 + 1,23) \cdot 9)}{24}$$

$$P_{CP.БАЗ.} = 2,033 \text{ МВт}$$

Аналогично рассчитываем среднюю реактивную мощность ПС.

Таблица 5 – Результаты расчётов средней активной и средней реактивной мощностей ПС в период максимальных нагрузок

Наименование ПС	$P_{CP.БАЗ.}$, МВт	$Q_{CP.БАЗ.}$, МВАр
Дачная	5,457	1,026
Игнатьево	2,033	0,656
Сергеевка	0,701	0,218
Петровка	1,381	0,269
Совхозная	0,492	0,126
Марково	0,614	0,208

Таблица 6 – Результаты расчётов средней активной и средней реактивной мощностей ПС в период минимальных нагрузок

Наименование ПС	$P_{\text{СР.БАЗ.}}$, МВт	$Q_{\text{СР.БАЗ.}}$, МВАр
Дачная	1,926	1,100
Игнатьево	0,724	0,215
Сергеевка	0,286	0,101
Петровка	0,270	0,051
Совхозная	0,176	0,146
Марково	0,255	0,278

На примере ПС «Игнатьево» прогноз средней активной нагрузки в режиме максимальных нагрузок составит:

$$P_{\text{СР.ПРОГ.}} = 2,033 \cdot (1 + 0,0086)^{2020-2015}$$

$$P_{\text{СР.ПРОГ.}} = 2,122 \text{ МВт}$$

Прогноз средней реактивной нагрузки в режиме максимальных нагрузок составит:

$$Q_{\text{СР.ПРОГ.}} = 0,656 \cdot (1 + 0,0086)^{2020-2015}$$

$$Q_{\text{СР.ПРОГ.}} = 0,685 \text{ МВАр}$$

Таблица 7 – Результаты прогнозирования средней нагрузки в режиме максимальных нагрузок

Наименование ПС	$P_{\text{СР.ПРОГ.}}$, МВт	$Q_{\text{СР.ПРОГ.}}$, МВАр
Дачная	5,696	1,071
Игнатьево	2,122	0,685
Сергеевка	0,732	0,228

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Петровка	1,441	0,281
Совхозная	0,514	0,132
Марково	0,641	0,217

Таблица 8 – Результаты прогнозирования средней нагрузки в режиме минимальных нагрузок

Наименование ПС	$P_{\text{СР.ПРОГ.}}$, МВт	$Q_{\text{СР.ПРОГ.}}$, МВАр
Дачная	2,010	1,148
Игнатьево	0,756	0,224
Сергеевка	0,299	0,105
Петровка	0,282	0,053
Совхозная	0,184	0,152
Марково	0,266	0,290

Расчет по формуле сложных процентов, показывает, что в период с 2015 года по 2020 рост нагрузки составит порядка 4,38 % при ежегодном приросте нагрузки 0,86 %.

Прогнозирование эффективной нагрузки произведем по следующей формуле:

$$P_{\text{ЭФ.ПРОГ.}} = K_{\text{Ф}} \cdot P_{\text{СР.ПРОГ.}} \quad (3)$$

где $K_{\text{Ф}}$ – коэффициент формы;

$P_{\text{СР.ПРОГ.}}$ – средняя прогнозируемая активная мощность.

Коэффициент формы – отношение эффективной мощности к средней.

Он характеризует неравномерность графика во времени.

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{ЭФ.}}}{P_{\text{СР.}}}, \quad (4)$$

где $P_{\text{ЭФ}}$ – эффективная активная мощность;

$P_{\text{СР}}$ – средняя активная мощность.

Эффективная активная мощность:

$$P_{\text{ЭФ.}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot \sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot t_i}, \quad (5)$$

где P_i – величина нагрузки в i час суток;

t_i – количество часов использования данной нагрузки на ПС.

На примере ПС «Игнатьево» эффективная активная мощность в режиме максимальных нагрузок составляет:

$$P_{\text{ЭФ.}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot \left[(1,39 + 1,23)^2 \cdot 3 + (1,55 + 1,16)^2 \cdot 6 + (1,51 + 1,23)^2 \cdot 9 \right]}$$

$$P_{\text{ЭФ.}} = 2,347 \text{ МВт}$$

Аналогично рассчитываем эффективную реактивную мощность ПС.

Таблица 9 – Результаты расчётов эффективной активной и эффективной реактивной мощностей ПС в период максимальных нагрузок

Наименование ПС	$P_{\text{ЭФ.}}$, МВт	$Q_{\text{ЭФ.}}$, МВАр
Дачная	6,303	1,191
Игнатьево	2,347	0,758
Сергеевка	0,812	0,252
Петровка	1,596	0,311
Совхозная	0,571	0,146
Марково	0,710	0,240

Таблица 10 – Результаты расчётов эффективной активной и эффективной реактивной мощностей ПС в период минимальных нагрузок

Наименование ПС	$P_{ЭФ}$, МВт	$Q_{ЭФ}$, МВАр
Дачная	2,077	1,177
Игнатьево	0,777	0,230
Сергеевка	0,306	0,108
Петровка	0,293	0,056
Совхозная	0,191	0,160
Марково	0,278	0,351

Тогда коэффициент формы на примере ПС «Игнатьево» в период максимальных нагрузок рассчитывается:

$$K_{\phi} = \frac{2,347}{2,033}$$

$$K_{\phi} = 1,2$$

Таблица 11 – Результаты расчёта коэффициента формы в период максимальных нагрузок

Наименование ПС	K_{ϕ}
Дачная	1,2
Игнатьево	1,2
Сергеевка	1,2
Петровка	1,2
Совхозная	1,2
Марково	1,2

Таблица 12 – Результаты расчёта коэффициента формы в период минимальных нагрузок

Наименование ПС	К _ф
Дачная	1,1
Игнатьево	1,1
Сергеевка	1,1
Петровка	1,1
Совхозная	1,1
Марково	1,1

Используя предварительные расчёты, определим прогнозирование эффективной активной нагрузки на примере ПС «Игнатьево» в режиме максимальных нагрузок.

$$P_{ЭФ.ПРОГ.} = 1,2 \cdot 2,122$$

$$P_{ЭФ.ПРОГ.} = 2,546 \text{ МВт}$$

Подобным образом определили прогнозирование эффективной реактивной мощности ПС. Результаты сведены в таблицах 13 и 14.

Таблица 13 – Результаты прогнозирования эффективной нагрузки в режиме максимальных нагрузок

Наименование ПС	Р _{ЭФ.ПРОГ.} , МВт	Q _{ЭФ.ПРОГ.} , МВАр
Дачная	6,835	1,285
Игнатьево	2,546	0,822
Сергеевка	0,878	0,274
Петровка	1,729	0,337
Совхозная	0,617	0,158
Марково	0,769	0,260

Таблица 14 – Результаты прогнозирования эффективной нагрузки в режиме минимальных нагрузок

Наименование ПС	$P_{ЭФ.ПРОГ.}, \text{МВт}$	$Q_{ЭФ.ПРОГ.}, \text{МВАр}$
Дачная	2,211	1,263
Игнатьево	0,832	0,246
Сергеевка	0,329	0,116
Петровка	0,310	0,058
Совхозная	0,202	0,167
Марково	0,293	0,319

Прогнозирование максимальной нагрузки произведем по следующей формуле:

$$P_{MAX.ПРОГ.} = K_{MAX} \cdot P_{CP.ПРОГ.} \quad (6)$$

где K_{MAX} – коэффициент максимума;

$P_{CP.ПРОГ.}$ – прогнозируемая средняя активная нагрузка ПС.

Коэффициент максимума – это отношение максимальной нагрузки к средней. Он связывает максимальную и среднюю нагрузки, учитывая в явной форме свойства графика.

$$K_{MAX} = \frac{P_{MAX.}}{P_{CP.}} \quad (7)$$

где $P_{MAX.}$ – максимальная активная мощность;

$P_{CP.}$ – средняя активная мощность.

Максимальная активная мощность:

$$P_{MAX.} = P_{CP.} \cdot \left(1 + 1,95 \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right) \quad (8)$$

где K_{Φ} – коэффициент формы;

$P_{\text{СР.}}$ – средняя активная нагрузка ПС.

На примере ПС «Игнатьево» определим максимальную активную мощность в период максимальных нагрузок:

$$P_{\text{MAX.}} = 2,033 \cdot \left(1 + 1,95\sqrt{1,2^2 - 1}\right)$$

$$P_{\text{MAX.}} = 4,663 \text{ МВт}$$

Расчёт максимальной реактивной нагрузки ПС производится аналогично. Результаты расчётов представлены в таблицах 15 и 16.

Таблица 15 – Результаты расчётов максимальной активной и максимальной реактивной мощностей ПС в период максимальных нагрузок

Наименование ПС	$P_{\text{MAX.}}$, МВт	$Q_{\text{MAX.}}$, МВАр
Дачная	12,516	2,353
Игнатьево	4,663	1,505
Сергеевка	1,608	0,500
Петровка	3,167	0,617
Совхозная	1,128	0,289
Марково	1,408	0,477

Таблица 16 – Результаты расчётов максимальной активной и максимальной реактивной мощностей ПС в период минимальных нагрузок

Наименование ПС	$P_{\text{MAX.}}$, МВт	$Q_{\text{MAX.}}$, МВАр
Дачная	3,647	2,083
Игнатьево	1,371	0,407
Сергеевка	0,542	0,191
Петровка	0,511	0,097

1	2	3
Совхозная	0,333	0,276
Марково	0,483	0,526

Рассчитаем на примере ПС «Игнатьево» коэффициент максимума в режиме максимальных нагрузок.

$$K_{MAX} = \frac{4,663}{2,033}$$

$$K_{MAX} = 2,3$$

Таблица 17 – Результаты расчёта коэффициента максимума в режиме максимальных нагрузок

Наименование ПС	K _{MAX}
Дачная	2,3
Игнатьево	2,3
Сергеевка	2,3
Петровка	2,3
Совхозная	2,3
Марково	2,3

Таблица 18 – Результаты расчёта коэффициента максимума в режиме минимальных нагрузок

Наименование ПС	K _{MAX}
Дачная	1,9
Игнатьево	1,9
Сергеевка	1,9

1	2
Петровка	1,9
Совхозная	1,9
Марково	1,9

Используя предварительные расчёты, определим прогнозирование максимальной активной нагрузки на примере ПС «Игнатьево» в режиме максимальных нагрузок.

$$P_{МАХ.ПРОГ.} = 2,3 \cdot 2,122$$

$$P_{МАХ.ПРОГ.} = 4,881 \text{ МВт}$$

Подобным образом определили прогнозирование максимальной реактивной мощности ПС. Результаты сведены в таблицах 19 и 20.

Таблица 19 – Результаты прогнозирования максимальной нагрузки в режиме максимальных нагрузок

Наименование ПС	$P_{МАХ.ПРОГ.}$, МВт	$Q_{МАХ.ПРОГ.}$, МВАр
Дачная	13,101	2,463
Игнатьево	4,881	1,575
Сергеевка	1,684	0,524
Петровка	3,314	0,646
Совхозная	1,182	0,304
Марково	1,474	0,499

Таблица 20 – Результаты прогнозирования максимальной нагрузки в режиме минимальных нагрузок

Наименование ПС	$P_{\text{МАХ.ПРОГ.}}$, МВт	$Q_{\text{МАХ.ПРОГ.}}$, МВАр
Дачная	3,819	2,181
Игнатьево	1,436	0,426
Сергеевка	0,568	0,200
Петровка	0,536	0,101
Совхозная	0,350	0,289
Марково	0,505	0,551

2.3 Расчёт существующего режима

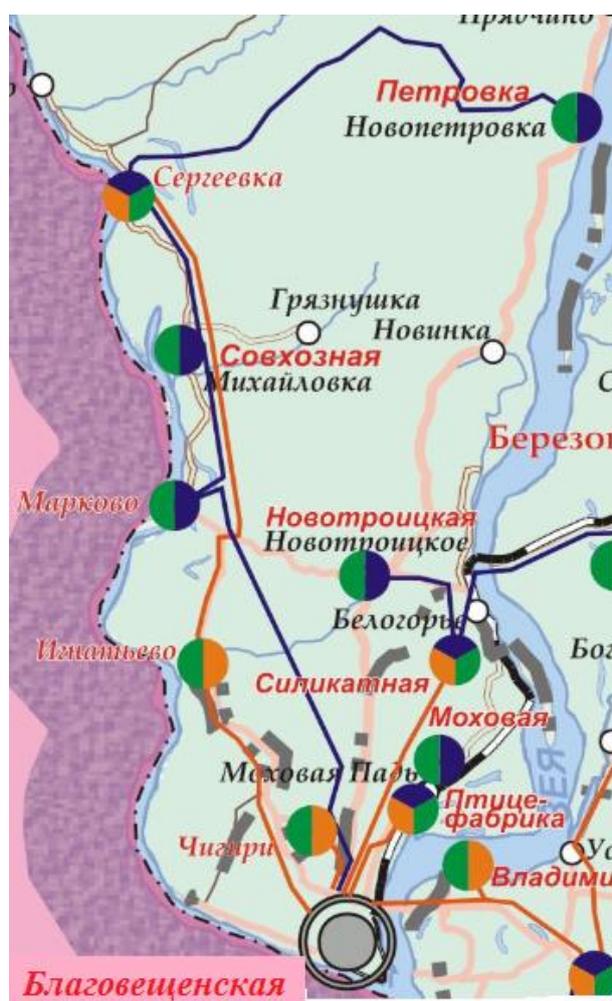


Рисунок 3 – Карта-схема

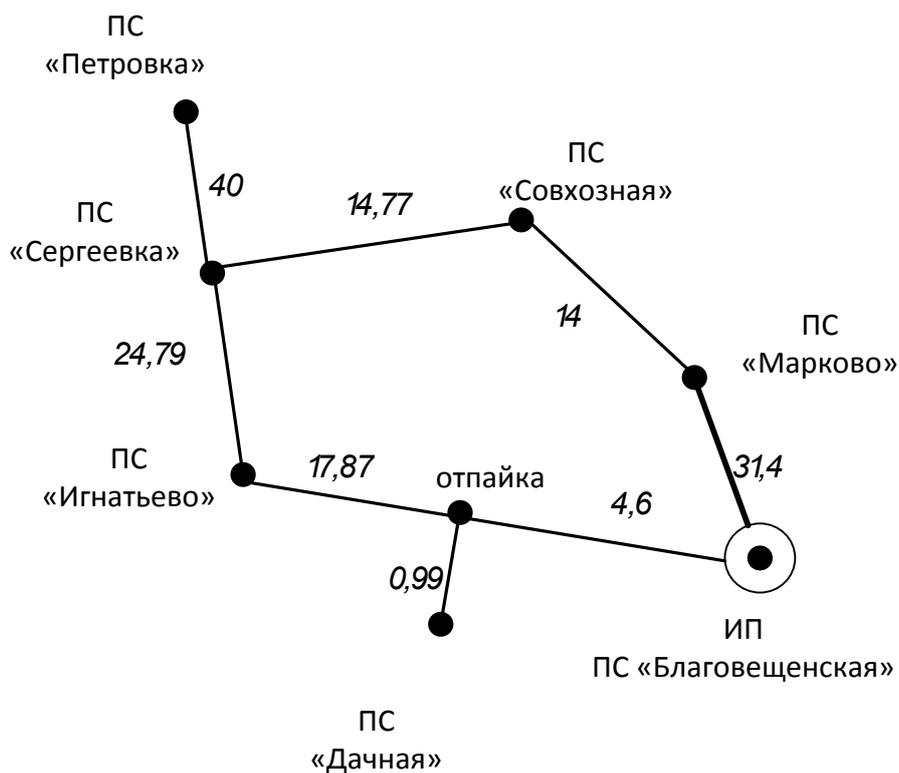


Рисунок 5 – Схема замещения для расчёта существующего режима
 Рассчитаем потоки мощности (без потерь), используя прогнозируемые
 максимальные нагрузки в период максимальных нагрузок.

$$P_{ij} = \frac{P_j \cdot (L_{jk} + L_{kg} + \dots + L_{mi}) + P_k \cdot (L_{kg} + \dots + L_{mi}) + \dots + P_m \cdot L_{mi}}{L_{ij} + L_{jk} + L_{kg} + \dots + L_{mi}}, \quad (9)$$

где P – потоки активной мощности;

L – длина линии.

На головных участках:

$$P_{1\text{Благ.-Марк.}} = \frac{P_{\text{Марк.}} \cdot (L_{1\text{СовМ}} + L_{1\text{СергСов}} + L_{1\text{ИИСер}} + L_{1\text{ИИОmn}} + L_{1\text{Благ.Оmn}}) + P_{\text{Сов}} \cdot (L_{1\text{СергСов}} + L_{1\text{ИИСер}} + L_{1\text{ИИОmn}} + L_{1\text{Благ.Оmn}}) + (P_{\text{Серг}} + P_{\text{Пемр}}) \cdot (L_{1\text{ИИСер}} + L_{1\text{ИИОmn}} + L_{1\text{Благ.Оmn}}) + P_{\text{И}} \cdot (L_{1\text{ИИОmn}} + L_{1\text{Благ.Оmn}}) + P_{\text{Д}} \cdot (L_{1\text{Благ.Оmn}})}{L_{1\text{СовМ}} + L_{1\text{СергСов}} + L_{1\text{ИИСер}} + L_{1\text{ИИОmn}} + L_{1\text{Благ.Оmn}} + L_{1\text{Благ.М}}}$$

$$P_{1\text{Благ.-Марк.}} = \frac{1,474 \cdot 76,03 + 1,182 \cdot 62,03 + (1,684 + 3,314) \cdot 4,881 \cdot 22,47 + 13,101 \cdot 4,6}{107,43}$$

$$P_{1\text{Благ.-Марк.}} = 5,506 \text{ MBm}$$

$$P_{1\text{Благ.-Оmn.}} = \frac{P_{\text{Д}} \cdot (L_{1\text{СовМ}} + L_{1\text{СерзСов}} + L_{1\text{ИСер}} + L_{1\text{ИОmn}} + L_{1\text{Благ.М}}) + P_{\text{И}} \cdot (L_{1\text{СерзСов}} + L_{1\text{ИСер}} + L_{1\text{СовМ}} + L_{1\text{Благ.М}}) + (P_{\text{Сер}} + P_{\text{Петр}}) \cdot (L_{1\text{СовМ}} + L_{1\text{СерзСов}} + L_{1\text{Благ.М}}) + P_{\text{Сов}} \cdot (L_{1\text{СовМ}} + L_{1\text{БлагМ}}) + P_{\text{М}} \cdot (L_{1\text{Благ.М}})}{L_{1\text{СовМ}} + L_{1\text{СерзСов}} + L_{1\text{ИСер}} + L_{1\text{ИОmn}} + L_{1\text{Благ.Оmn}} + L_{1\text{Благ.М}}}$$

$$P_{1\text{Благ.-Оmn.}} = \frac{13,101 \cdot 102,83 + 4,881 \cdot 84,96 + (1,684 + 3,314) \cdot 60,17 + 1,182 \cdot 45,4 + 1,474 \cdot 31,4}{107,43}$$

$$P_{1\text{Благ.-Оmn.}} = 20,13 \text{ MBm}$$

Проверка:

$$P_{\text{Д}} + P_{\text{И}} + P_{\text{Сер}} + P_{\text{Петр}} + P_{\text{Сов}} + P_{\text{М}} = P_{\text{Благ.Оmn}} + P_{\text{Благ.М}}$$

$$13,101 + 4,881 + 1,684 + 3,314 + 1,182 + 1,474 = 5,506 + 20,13$$

$$25,636 \text{ MBm} = 25,636 \text{ MBm}$$

На остальных участках:

$$P_{1\text{И.-Оmn.}} = P_{1\text{Благ.-Оmn.}} - P_{1\text{Д.}}$$

$$P_{1\text{И.-Оmn.}} = 20,13 - 13,101$$

$$P_{1\text{И.-Оmn.}} = 7,029 \text{ MBm}$$

$$P_{1\text{М.-Сов.}} = P_{1\text{Благ.-М.}} - P_{1\text{М.}}$$

$$P_{1\text{М.-Сов.}} = 5,506 - 1,474$$

$$P_{1\text{М.-Сов.}} = 4,032 \text{ MBm}$$

$$P_{1\text{И.-Сер.}} = P_{1\text{И.Оmn.}} - P_{1\text{И.}}$$

$$P_{1И.-Сер.} = 7,029 - 4,881$$

$$P_{1И.-Сер.} = 2,148 \text{ МВт}$$

$$P_{1Сер.-Сов.} = P_{1М.Сов.} - P_{1Сов.}$$

$$P_{1Сер.-Сов.} = 4,032 - 1,182$$

$$P_{1Сер.-Сов.} = 2,85 \text{ МВт}$$

Находим рациональное напряжение, воспользуемся эмпирической формулой Илларионова:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (10)$$

где l – длина линии, км;

P – мощность, передаваемая по одной цепи, МВт.

$$U_{\text{Благ.-М.}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{\text{Благ.-М}}} + \frac{2500}{P_{\text{Благ.-М}}}}}$$

$$U_{\text{Благ.-М.}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{31,4} + \frac{2500}{5,506}}}$$

$$U_{\text{Благ.-М.}} = 46,129 \text{ кВ}$$

$$U_{M.-Cos.} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{M.-Cos.}} + \frac{2500}{P_{M.-Cos.}}}}$$

$$U_{M.-Cos.} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{14} + \frac{2500}{4,032}}}$$

$$U_{M.-Cos.} = 39,052 \kappa B$$

$$U_{Cep.-Cos.} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{Cep.-Cos.}} + \frac{2500}{P_{Cep.-Cos.}}}}$$

$$U_{Cep.-Cos.} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{14,77} + \frac{2500}{2,85}}}$$

$$U_{Cep.-Cos.} = 33,132 \kappa B$$

$$U_{И.-Cep.} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{И.-Cep.}} + \frac{2500}{P_{И.-Cep.}}}}$$

$$U_{И.-Cep.} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{24,79} + \frac{2500}{2,148}}}$$

$$U_{И.-Сер.} = 29,06 \text{кВ}$$

$$U_{И.-Оmn.} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{И.-Оmn.}} + \frac{2500}{P_{И.-Оmn.}}}}$$

$$U_{И.-Оmn.} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{17,87} + \frac{2500}{7,029}}}$$

$$U_{И.-Оmn.} = 51,054 \text{кВ}$$

$$U_{Благ.-Оmn.} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{Благ.-Оmn.}} + \frac{2500}{P_{Благ.-Оmn.}}}}$$

$$U_{Благ.-Оmn.} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{4,6} + \frac{2500}{20,13}}}$$

$$U_{Благ.-Оmn.} = 65,528 \text{кВ}$$

$$U_{Оmn.-Д.} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{Оmn.-Д.}} + \frac{2500}{P_{Оmn.-Д.}}}}$$

$$U_{Omn.-Д.} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{0,99} + \frac{2500}{13,101}}}$$

$$U_{Omn.-Д.} = 37,908 \text{ кВ}$$

Исходя из данных о загрузке трансформаторов, загрузке ВЛ, рассчитанных рациональных напряжениях, предлагаем следующие варианты реконструкции рассматриваемой электрической сети.

1 вариант: электрическую сеть на участке «Благовещенская – Игнатьево» с учётом участка «Отпайка – Дачная» оставляем на номинальном напряжении 110 кВ. Остальные участки электрической сети переводим на номинальное напряжение 35 кВ.

2 вариант: всю электрическую сеть переводим на номинальное напряжение 35 кВ. При этом на участках «ИП – отпайка» и «Игнатьево – отпайка» выбираем провода с большим сечением.

3 вариант: обеспечиваем питание электрической сети от двух независимых источников питания 110 кВ – Благовещенской ТЭЦ и ПС «Благовещенская».

Проанализировав предложенные варианты, делаем вывод, что вариант реконструкции электрических сетей №3 не подходит, т.к. новая проектируемая ВЛЭП от БТЭЦ до ПС «Игнатьево» будет проходить по жилым участкам. Также в пределах города будет необходимо прокладывать КЛ 110 кВ для питания от БТЭЦ, что в силу дороговизны является нецелесообразным.

2.4 Разработка и технический анализ вариантов реконструкции

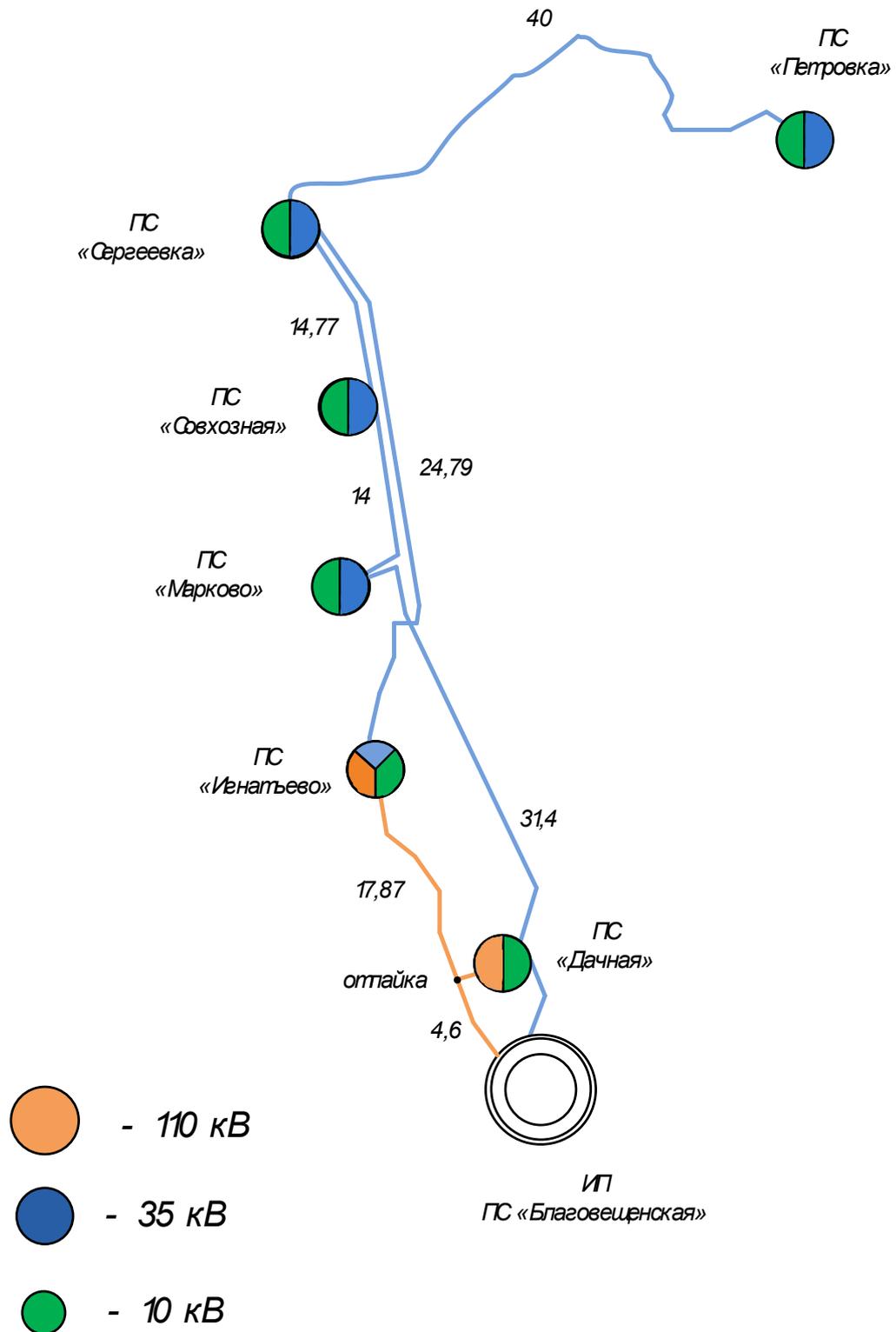


Рисунок 6 – Вариант реконструкции электрической сети № 1

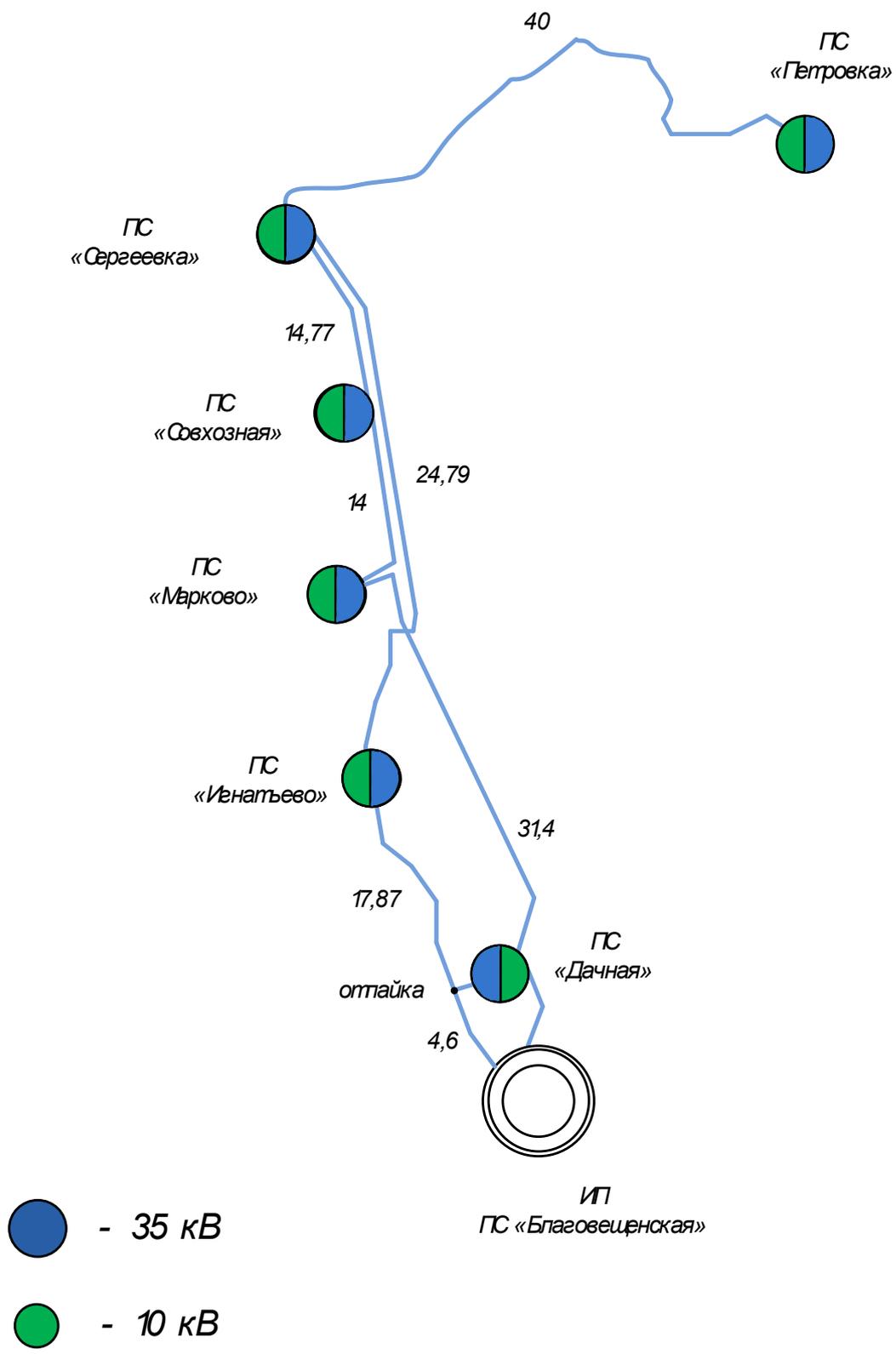


Рисунок 7 – Вариант реконструкции электрической сети № 2

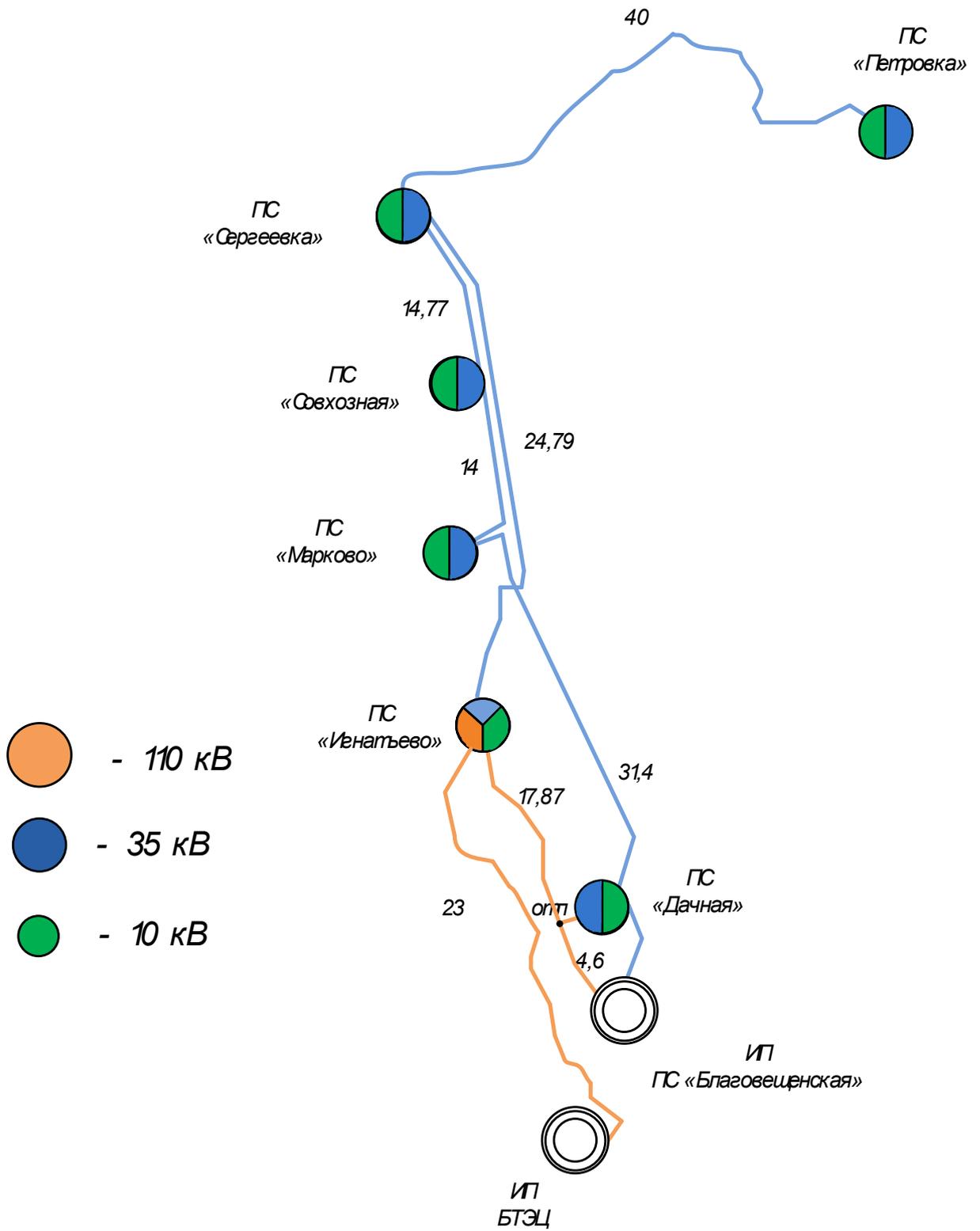


Рисунок 8 – Вариант реконструкции электрической сети № 3

Электрические схемы подстанций:

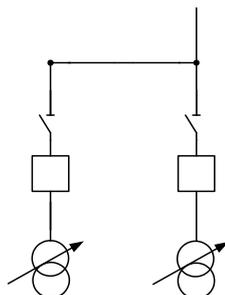


Рисунок 9 – Схема ПС «Дачная», «Петровка», «Марково» - двойной блок линия-трансформатор

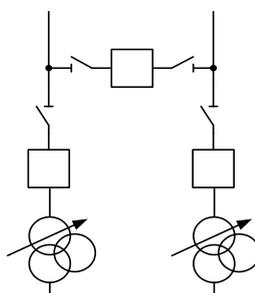


Рисунок 10 – Схема ПС «Игнатьево», «Совхозная» - двойной мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

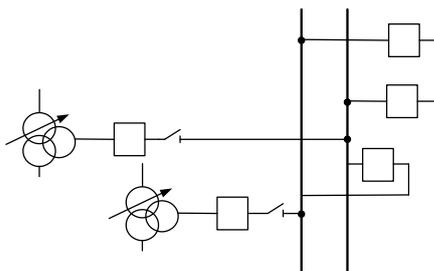


Рисунок 11 – Схема ПС «Сергеевка - одна рабочая секционированная выключателем система шин

Таблица 21 - Определение оптимального варианта реконструкции электрической сети

Вариант реконструкции	Протяженность ВЛЭП в одноцепном исполнении, км	Количество дополнительных ячеек выключателей, шт	Схема РУ ВН (СН) ПС
1 (110кВ)	23,46	-	
1 (35кВ)	83,97	2 (в случае нетиповой схемы мостик РУ СН ПС «Игнатьево») 3 (типовая схема мостик ПС «Игнатьево») На ПС «Сергеевка» есть резервная ячейка на35 кВ.	ПС «Игнатьево»: Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
2	107,43	5 (ПС «Дачная» 2 ед. ПС «Игнатьево» 3 ед.) На ПС «Сергеевка» есть резервная ячейка на35 кВ.	ПС «Игнатьево»: Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов ПС «Дачная»: сдвоенный блок линия-трансформатор;

2.5 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции

2.5.1 Определение потоков мощности

Для выбора марок проводов ВЛ рассчитаем потоки мощности (без потерь) по формуле 9, используя прогнозируемые максимальные нагрузки в период максимальных нагрузок.

Для варианта реконструкции №1 потоки мощности равны:

$$\begin{aligned}
 & P_{\text{Марк.}} \cdot (L_{1\text{СовМ}} + L_{1\text{Сер2Сов}} + L_{1\text{ИСер}} + L_{1\text{омнИ}} + L_{1\text{БлОмн}}) + P_{\text{Сов}} \cdot \\
 & \cdot (L_{1\text{Сер2Сов}} + L_{1\text{ИСер}} + L_{1\text{омнИ}} + L_{1\text{БлОмн}}) + \\
 & + (P_{\text{Сер}} + P_{\text{Петр}}) \cdot (L_{1\text{ИСер}} + L_{1\text{омнИ}} + L_{1\text{БлОмн}}) + P_{\text{И}} \cdot \\
 & \cdot (L_{1\text{омнИ}} + L_{1\text{БлОмн}}) + P_{\text{Д}} \cdot L_{1\text{БлОмн}} \\
 P_{1\text{Благ.-Марк.}} = & \frac{1,474 \cdot 76,03 + 1,182 \cdot 62,03 + (1,684 + 3,314) \cdot 47,26 + \\
 & + 4,881 \cdot 22,47 + 13,101 \cdot 4,6}{L_{1\text{СовМ}} + L_{1\text{Сер2Сов}} + L_{1\text{ИСер}} + L_{1\text{омнИ}} + L_{1\text{БлОмн}} + L_{1\text{БлМ}}} \\
 P_{1\text{Благ.-Марк.}} = & \frac{107,43}{107,43}
 \end{aligned}$$

$$P_{1\text{Благ.-Марк.}} = 5,506 \text{ МВт}$$

$$\begin{aligned}
 & P_{\text{Д.}} \cdot (L_{1\text{СовМ}} + L_{1\text{Сер2Сов}} + L_{1\text{ИСер}} + L_{1\text{омнИ}} + L_{1\text{БлМ}}) + P_{\text{И}} \cdot \\
 & \cdot (L_{1\text{Сер2Сов}} + L_{1\text{ИСер}} + L_{1\text{СовМ}} + L_{1\text{БлМ}}) + \\
 & + (P_{\text{Сер}} + P_{\text{Петр}}) \cdot (L_{1\text{СерСов}} + L_{1\text{СовМ}} + L_{1\text{БлМ}}) + P_{\text{Сов}} \cdot \\
 & \cdot (L_{1\text{СовМ}} + L_{1\text{БлМ}}) + P_{\text{М}} \cdot L_{1\text{БлМ}} \\
 P_{1\text{Благ.-Омн.}} = & \frac{13,101 \cdot 102,83 + 4,881 \cdot 84,96 + (1,684 + 3,314) \cdot 60,17 + \\
 & + 1,182 \cdot 45,4 + 1,474 \cdot 31,4}{L_{1\text{СовМ}} + L_{1\text{Сер2Сов}} + L_{1\text{ИСер}} + L_{1\text{омнИ}} + L_{1\text{БлОмн}} + L_{1\text{БлМ}}} \\
 P_{1\text{Благ.-Омн.}} = & \frac{107,43}{107,43}
 \end{aligned}$$

$$P_{1\text{Благ.-Омн.}} = 20,13 \text{ МВт}$$

Сумма потоков мощности на головных участках «Благ.-отпайка», «Благ.-Марково», равна сумме мощностей нагрузок подстанций «Марково», «Совхозная», «Сергеевка», «Игнатьево», «Дачная» и «Петровка».

$$P_{1Марк.} + P_{1Сов.} + P_{1Сер.} + P_{1И.} + P_{1Д.} + P_{1Петр.} = 25,636МВт$$

$$P_{1Бл.-отп.} + P_{1Бл.-Марк.} = 25,636МВт$$

$$P_{1И.-Оmn} = P_{1Бл.-Оmn} - P_{1Д}$$

$$P_{1И.-Оmn} = 20,13 - 13,101 = 7,029МВт$$

$$P_{1М.-Сов} = P_{1Бл.-М.} - P_{1М}$$

$$P_{1М.-Сов.} = 5,506 - 1,474 = 4,032МВт$$

$$P_{1Сер.-Сов.} = P_{1М.-Сов.} - P_{1Сов}$$

$$P_{1Сер.-Сов.} = 4,032 - 1,182 = 2,85МВт$$

$$P_{1И.-Сер.} = P_{1И.-Оmn} - P_{1И}$$

$$P_{1И.-Сер.} = 7,029 - 4,881 = 2,148МВт$$

Сумма потоков мощности на участках «Сергеевка-Совхозная», «Игнатьево-Сергеевка» равна сумме мощностей нагрузок подстанций «Сергеевка» и «Петровка».

$$P_{1Сер.} + P_{1Петр.} = 4,998МВт$$

$$P_{1И.-Сер.} + P_{1Сер.-Сов.} = 4,998МВт$$

Аналогично находим потоки реактивной мощности, используя прогнозируемые максимальные реактивные нагрузки в период максимальных нагрузок.

Для варианта реконструкции электрических сетей №2 потоки мощности не изменятся.

Таблица 22 – Результаты расчётов потоков активной и реактивной мощностей для вариантов реконструкции электрической сети

Участок	Бл-М	И-Сер	Бл-Отп	И-Отп	М-Сов	Сер-Сов
P, МВт	5,506	2,148	20,13	7,029	4,032	2,85
Участок	Бл-М	И-Сер	Бл-Отп	И-Отп	М-Сов	Сер-Сов
Q, МВАр	1,478	0,495	4,533	2,07	0,979	0,675

2.5.2 Выбор рационального напряжения

Выбор рационального напряжения произведём по формуле 10. В таблице 23 приведены результаты расчётов рационального напряжения.

Таблица 23 – Результаты расчётов рационального напряжения для вариантов реконструкции электрической сети

Вариант реконструкции №1						
Участок	Бл-М	И-Сер	Бл-Отп	И-Отп	М-Сов	Сер-Сов
Урац	46,129	29,06	65,528	51,054	39,052	33,132
Уном	35	35	110	110	35	35
Вариант реконструкции №2						
Участок	Бл-М	И-Сер	Бл-Отп	И-Отп	М-Сов	Сер-Сов
Урац	46,129	29,06	65,528	51,054	39,052	33,132
Уном	35	35	35	35	35	35

2.5.3 Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности может применяться для нескольких различных целей. Во-первых, КРМ необходима по условию баланса реактивной мощности. Во-вторых, установка КУ применяется для снижения потерь электрической энергии в сети. В-третьих, КУ применяются для регулирования напряжения.

Далее производится оценка возможности установки КУ на шинах НН ПС. Расчёты производятся для зимнего и летнего периода.

Определение требуемого значения мощности компенсирующих устройств:

$$Q_{KV.i}^{TP} = P_{\text{ПРОГ.maxi}} \cdot \frac{1}{N_{\text{С.Ш.}}} \cdot 1,1 \cdot (tg\varphi_i - tg\varphi_p) \quad (10)$$

где $P_{\text{прог.maxi}}$ – прогнозируемая максимальная активная мощность;

$tg\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности нагрузки;

$tg\varphi_p$ – предельно допустимый коэффициент мощности;

$N_{\text{С.Ш.}}$ – число секций шин.

С учетом того, что установка компенсирующих устройств проводится на стороне 10 кВ, то для зимы и для лета $tg\varphi_p=0,4$ (согласно приказа №49 Министерства промышленности и энергетики от 22.02.07).

Коэффициент реактивной мощности нагрузки:

$$tg\varphi_i = \frac{Q_{\text{maxi}}}{P_{\text{maxi}}} \quad (11)$$

где Q_{maxi} – максимальная прогнозируемая реактивная нагрузка ПС;

P_{maxi} – максимальная прогнозируемая активная нагрузка ПС.

Таблица 24 – Коэффициенты реактивной мощности ПС

Наименование ПС	tgφ
Дачная	0,19
Игнатьево	0,32
Сергеевка	0,31
Петровка	0,20
Совхозная	0,26
Марково	0,34

На примере ПС «Игнатьево» требуемая мощность КУ в зимний период:

$$Q_{КУ}^{TP} = 4,881 \cdot \frac{1}{2} \cdot 1,1 \cdot (0,32 - 0,4)$$

$$Q_{КУ}^{TP} = -0,215 \text{ МВАр}$$

Таблица 25 – Результаты расчётов требуемой мощности КУ ПС

Наименование ПС	$Q_{КУ}^{TP}$, МВАр (зима)	$Q_{КУ}^{TP}$, МВАр (лето)
Дачная	-1,513	-0,441
Игнатьево	-0,215	-0,063
Сергеевка	-0,083	-0,028
Петровка	-0,365	-0,059
Совхозная	-0,091	-0,027
Марково	-0,049	-0,010

По рассчитанным значениям требуемой мощности КУ и рассчитанным коэффициентам реактивной мощности делаем вывод, что на рассматриваемых подстанциях нет необходимости устанавливать средства компенсации реактивной мощности.

2.5.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС

Выбор номинальной мощности СТ на ПС производится по средней активной и некомпенсированной реактивной мощностям нагрузки в зимний период года. Т. к. в электрической сети нет некомпенсированной реактивной мощности, то для расчёта и выбора СТ используем прогнозируемые средние активные и реактивные мощности. Мощность СТ определяется именно по средней мощности, так как СТ рассчитан на перегрузки и способен выдержать кратковременные пики нагрузки. [3] Таким образом, мощность СТ определяется при помощи формулы:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{CP}^2}}{n \cdot k_3}, \quad (12)$$

где P_{cp} – средняя прогнозируемая активная мощность нагрузки;

Q_{cp} – средняя прогнозируемая реактивная мощность нагрузки;

n – число трансформаторов;

k_3 – коэффициент загрузки двухтрансформаторной ПС=0,7.

Для примера рассчитаем мощность СТ на ПС «Игнатьево» для первого варианта реконструкции. Остальные мощности трансформаторов рассчитываются подобным образом.

$$S_{mpИгн.} = \frac{\sqrt{(P_{CPIгн.} + P_{IICep})^2 + (Q_{CPIгн.} + Q_{IICep})^2}}{n \cdot k_3}$$

$$S_{mpИгн.} = \frac{\sqrt{(2,122 + 2,148)^2 + (0,685 + 0,495)^2}}{2 \cdot 0,7}$$

$$S_{mp} = 3,164 \text{ MVA}$$

Выбираем трехобмоточный трансформатор марки ТМТН-6300/110/35, с наименьшей номинальной мощностью в данной категории 6,3 МВА. Номинальное напряжение средней стороны 35 кВ, низкой стороны 10 кВ. Охлаждение осуществляется естественной циркуляцией воздуха и масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

Выбор трансформаторов проверяется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах для зимы и лета:

$$K_3^{НОРМ} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{CP}^2}}{n \cdot S_{ТНОМ}}, \quad (13)$$

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{CP}^2}}{(n-1) \cdot S_{ТНОМ}}, \quad (14)$$

где P_{cp} - средняя активная мощность нагрузки;

$Q_{неск}$ - средняя реактивная мощность нагрузки;

n – число трансформаторов;

k_3 – коэффициент загрузки для двухтрансформаторной ПС =0,7.

Проверяем правильность выбора для зимнего и летнего периода:

$$K_{Зима}^{НОРМ} = \frac{\sqrt{(2,122 + 2,148)^2 + (0,685 + 0,495)^2}}{2 \cdot 6,3}$$

$$K_{Зима}^{НОРМ} = 0,352$$

$$K_{Лето}^{НОРМ} = 0,298$$

Проверяем правильность выбора в послеаварийном режиме для зимнего и летнего периода:

$$K_{Зима}^{НОРМ} = \frac{\sqrt{(2,122 + 2,148)^2 + (0,685 + 0,495)^2}}{(2-1) \cdot 6,3}$$

$$K_{Зима}^{П/АВ} = 0,354$$

$$K_{Лето}^{П/АВ} = 0,125$$

В связи с тем, что выбранный трёхобмоточный трансформатор с наименьшей номинальной мощностью на данный класс напряжения не соответствует требуемой мощности, вследствие чего не проходит по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах, то будет возможность отключения одного трансформатора даже в режиме максимальных нагрузок. Данный тип трансформатора на ПС «Игнатьево» оставляем.

По такому примеру рассчитываем мощности трансформаторов на каждой ПС. Результаты отображены в таблицах 26 и 27.

Таблица 26 – Выбор трансформаторов ПС для варианта реконструкции №1

Наименование ПС	Марка трансформатора	$K_{Зима}^{норм}$	$K_{Лето}^{норм}$	$K_{Зима}^{н/ав}$	$K_{Лето}^{н/ав}$
Дачная	ТМН-4000/110	0,724	0,289	1,449	0,579
Игнатьево	ТМТН-6300/110	0,352	0,298	0,354	0,125
Сергеевка	ТМН-630/35	0,608	0,252	1,217	0,503
Петровка	ТМН-1000/35	0,734	0,197	1,468	0,394
Совхозная	ТМН-630/35	0,421	0,228	0,842	0,455
Марково	ТМН-630/35	0,537	0,189	1,074	0,379

Также оценили загруженность трансформатора на ПС «Игнатьево» в случае резерва ВЛ «Марково-Совхозная», когда будет осуществлено питание сети 35 кВ (подстанции «Игнатьево», «Петровка», «Совхозная», «Сергеевка») от ПС «Игнатьево».

Таблица 27 – Выбор трансформаторов ПС для варианта реконструкции №2

Наименование ПС	Марка трансформатора	$K_{Зима}^{норм}$	$K_{Лето}^{норм}$	$K_{Зима}^{н/ав}$	$K_{Лето}^{н/ав}$
Дачная	ТМН-4000/35	0,724	0,289	1,449	0,579
Игнатьево	ТМТН-1600/35	0,697	0,246	1,394	0,493
Сергеевка	ТМН-630/35	0,608	0,252	1,217	0,503
Петровка	ТМН-1000/35	0,734	0,197	1,468	0,394
Совхозная	ТМН-630/35	0,421	0,228	0,842	0,455
Марково	ТМН-630/35	0,537	0,189	1,074	0,379

2.5.5 Выбор сечений линий электропередачи и их конструктивное исполнение

Сечение провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

На воздушных линиях предусматривается применение сталеалюминевых проводов марки АС. Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Расчетный ток в воздушных линиях вычисляется по формуле:

$$I = \alpha_i \cdot \alpha_i \cdot \frac{\sqrt{P_{MAX}^2 + Q_{MAX}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n}, \quad (15)$$

где n – количество цепей;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение;

P_{max} , Q_{max} – потоки максимальной активной и реактивной мощности;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, $\alpha_i = 1,05$;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки, $\alpha_t = 1$.

На примере головного участка «Благовещенская-отпайка» для варианта реконструкции №1 определим расчётные токи:

$$I_{I_{расч.Бл-Оmn}} = \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot \frac{\sqrt{P_{I_{Бл-Оmn}}^2 + Q_{I_{Бл-Оmn}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n}$$

$$I_{I_{расч.ТЭЦ-И}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{20,13^2 + 4,533^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1}$$

$$I_{I_{расч.ТЭЦ-И}} = 0,108 \text{ кА}$$

Подобным образом определяем расчётные токи остальных участков электрической сети.

Определив расчетный ток, проводим проверку по нагреву длительно допустимым током в тяжелом послеаварийном режиме. Тяжелым послеаварийным режимом считается обрыв наиболее загруженного головного участка в замкнутых сетях.

Для варианта реконструкции №1 проверяем участок «Благовещенская-отпайка» по нагреву длительно допустимым током в послеаварийном режиме. Для этого обрыв произведем на головном участке «Благовещенская-Марково». При расчётах используем прогнозируемые величины в режиме максимальных нагрузок.

$$I_{I_{Бл-Оmn}}^{n/ав} = \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot \frac{\sqrt{(P_D + P_{II} + P_M + P_{Сер} + P_{Сов})^2 + (Q_D + Q_{II} + Q_M + Q_{Сер} + Q_{Сов})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n}$$

$$I_{I_{Бл-Оmn}}^{n/ав} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{(24,49)^2 + (5,741)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1}$$

$$I_{1Бл-Оmn}^{n/ас} = 0,132 \text{кА}$$

$$I_{1Бл-М}^{n/ас} = \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot \frac{\sqrt{(P_{Д} + P_{И} + P_{М} + P_{Сер} + P_{Сов})^2 + (Q_{Д} + Q_{И} + Q_{М} + Q_{Сер} + Q_{Сов})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n}$$

$$I_{1М-Сов.}^{n/ас} = \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot \frac{\sqrt{(P_{Д} + P_{И} + P_{Сер} + P_{Сов} + P_{П})^2 + (Q_{Д} + Q_{И} + Q_{Сер} + Q_{Сов} + Q_{П})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n}$$

$$I_{1Сер.-Сов.}^{n/ас} = \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot \frac{\sqrt{(P_{Д} + P_{И} + P_{Сер} + P_{П})^2 + (Q_{Д} + Q_{И} + Q_{Сер} + Q_{П})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n}$$

$$I_{1И-Сер.}^{n/ас} = \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot \frac{\sqrt{(P_{Д} + P_{И})^2 + (Q_{Д} + Q_{И})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n}$$

$$I_{1И-Оmn}^{n/ас} = \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot \frac{\sqrt{(P_{Д})^2 + (Q_{Д})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n}$$

Результаты расчётов сведены в таблице 27.

Исходя из условия, что

$K \cdot I_{длдоп} > I_{пав}$,

где $K=1,24$ – поправочный коэффициент на температуру воздуха;

$I_{длдоп}$ – длительно допустимый ток.

Выберем марку провода АС-70/11 для головного участка «Благовещенская-отпайка» для варианта реконструкции №1 с $I_{длдоп}=0,265$ кА. Проверяем выполнение условия. $1,24 \cdot 0,265 > 0,132$, следовательно, провод подходит.

Аналогично, для варианта реконструкции №2 находим расчётный ток, проверяем по нагреву длительно допустимым током в послеаварийном

режиме, выбираем марку провода, проверяем сечение провода. Выбор проводов представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор проводов

№	Участок	Бл-М	И-Сер	Отп-Д	Петр-Сер	Бл-Отп	И-Отп	М-Сов	Сер-Сов
		1	$I_{расч}, кА$	0,099	0,038	0,07	0,053	0,114	0,04
	$I_{п/ав}, кА$	0,415	0,29	АС-70/11	АС-35/6,2	0,132	0,067	0,391	0,371
	Марка провода	АС-120/16	АС-70/11			АС-70/11	АС-70/11	АС-70/11	АС-95/16
№	Участок	Бл-М	И-Сер	Отп-Д	Петр-Сер	Бл-Отп	И-Отп	М-Сов	Сер-Сов
		2	$I_{расч}, кА$	0,099	0,038	0,221	0,058	0,357	0,127
	$I_{п/ав}, кА$	0,415	0,29	АС-70/11	АС-35/6,2	0,415	0,21	0,391	0,371
	Марка провода	АС-120/27	АС-70/11			АС-120/27	АС-70/11	АС-95/16	АС-95/16

При выборе проводов оценили рост электрической нагрузки в период до 2020 года включительно. Выбранные провода подходят к установке.

2.5.6 Расчёт капитальных вложений

Капиталовложения – расходы, необходимые для сооружения энергетических объектов. [7]

При проектировании сети капиталовложения состоят из капиталовложений на сооружение ЛЭП и строительство подстанций.

$$K = K_{лэп} + K_{пс} \quad (16)$$

Капиталовложения на сооружения ЛЭП определяются как

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot L_{ЛЭП} \cdot n_{ц}, \quad (17)$$

где K_0 – удельные капиталовложения на строительство одного километра ВЛ;

$L_{ЛЭП}$ – протяженность всей ЛЭП;

$n_{ц}$ – количество цепей электрической сети одного номинального напряжения.

Коэффициенты капиталовложений для проводов сечений до 150 будут следующими:

$-K_{0(35)} = 470$ тыс.руб./км – для ЛЭП на стальных опорах в одноцепном исполнении на номинальное напряжение 35 кВ.

При расчёте капиталовложений будем учитывать только те элементы электрической сети, которые подлежат реконструкции.

Для варианта реконструкции №1 капиталовложения на сооружение ЛЭП:

$$K_{1ЛЭП} = K_{0(35)} \cdot L \sum_{(35)} \cdot n_{ц(35)}$$

$$K_{1ЛЭП} = 470 \cdot 60,17 \cdot 3$$

$$K_{1ЛЭП} = 84,84 \text{ млн. руб.}$$

С учётом коэффициентов капиталовложения на сооружение ВЛЭП равны:

$$K_{1ЛЭП} = \left(K_{0(35)} \cdot L \sum_{(35)} \cdot n_{ц(35)} \right) \cdot K_{зон} \cdot K_{инф} \cdot K_{усл}, \quad (18)$$

где $K_{зон}$ – зональный повышающий коэффициент для ВЛ, $k_{зон}=1,4$;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции, для Амурской области $k_{инф}=11,095$, согласно «Письму Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 12 февраля 2016 г. №

КЦ/2016-02ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по федеральными округам и регионам РФ на Февраль 2016 года»;

$K_{УСЛ}$ – коэффициент для учёта усложняющих условий строительства ВЛ, $K_{УСЛ}=1,06$, т.к. скоростной напор ветра в Амурской области составляет 0,65 кПа.

$$K_{ЛЭП} = (470 \cdot 60,17 \cdot 3) \cdot 1,4 \cdot 11,095 \cdot 1,06$$

$$K_{ЛЭП} = 1,397 \text{ млрд. руб.}$$

Для варианта реконструкции электрических сетей №2 капиталовложения в строительство ЛЭП рассчитываются аналогично. Результаты расчёта сведены в таблице 29.

Таблица 29 – Капиталовложения в строительство ЛЭП

№ варианта реконструкции сети	$K_{ЛЭП}$, млн. руб.
1	1,397
2	3,711

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.

Для варианта реконструкции электрических сетей №1 будем учитывать капиталовложения только в ПС «Игнатьево», т. к. рассматриваемый вариант реконструкции предполагает перевод ВЛЭП «Игнатьево-Сергеева» на 35 кВ. Следовательно, на ПС «Игнатьево» возникает необходимость создания РУ СН для установки ячеек выключателей.

Примерная площадь постоянного отвода земли под подстанцию составляет: мостик с 3-мя выключателями – 2,5 тыс. м².

Тогда стоимость отвода земли для ПС «Игнатьево», с учётом, что стоимость 1 м²=7 руб., составит:

$$K_{ЗЕМЛ.} = 2,5 \cdot 7 = 17,5 \text{ тыс. руб.}$$

Для создания ОРУ СН устанавливаем 3 вакуумных выключателя. Стоимость ячейки одного комплекта выключателя данного типа составляет 200 тыс. руб. на номинальное напряжение 35 кВ.

$$K_{ВЫКЛ.} = 200 \cdot 3 = 600 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость постоянной части затрат по ПС «Игнатьево» составляет 5,5 млн руб. Тогда для ПС «Игнатьево» капиталовложения составят:

$$K_{Изн} = (K_{ПОСТ} + K_{ВЫКЛ.} \cdot n_{ВЫКЛ} + K_{ЗЕМЛ.}) \cdot k_{ЗОН.ПС} \cdot k_{ИНФ}, \quad (19)$$

где $k_{ЗОН.ПС}$ – зональный повышающий коэффициент для ПС, $k_{ЗОН}=1,4$.

$$K_{Изн} = (5500 + 200 \cdot 3 + 17,5) \cdot 1,4 \cdot 11,095$$

$$K_{Изн} = 95,02 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения в трансформаторы следующие:

- 1) ТМН-4000/110 – 1900 тыс. руб.
- 2) ТМН-630/35 – 550 тыс. руб.
- 3) ТМН-1000/35 – 756 тыс. руб.

Тогда суммарные капитальные вложения в трансформаторы составят:

$$K_{Тран.} = (1900 + 550 \cdot 3 + 756) \cdot 1,4 \cdot 11,095$$

$$K_{Тран.} = 66,89 \text{ млн. руб.}$$

Для варианта реконструкции электрических сетей №2 суммарные капиталовложения в трансформаторы и ПС «Игнатьево» равны:

$$K = 254,3 \text{ млн. руб.}$$

В связи с реконструкцией подстанций рассматриваемой электрической сети необходимо учитывать капиталовложения на демонтаж оборудования. Затраты на демонтаж определяются в зависимости от характеристик оборудования, стоимости работ по его монтажу, а также от дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования.

Затраты на демонтаж оборудования для двух вариантов реконструкции электрической сети приведены в таблице 30. Учтён километраж ВЛ, число трансформаторов ПС.

Таблица 30 – Затраты на демонтаж оборудования, конструкций и ЛЭП

Участок	Затраты на демонтаж, тыс. руб. для варианта реконструкции №1	Затраты на демонтаж, тыс. руб. для варианта реконструкции №2
Демонтаж трансформаторов		
ПС «Дачная»	$2 \cdot 8 = 16$	$2 \cdot 8 = 16$
ПС «Марково»	$2,3 + 3,1 = 5,4$	$2,3 + 3,1 = 5,4$
ПС «Совхозная»	$0,8 + 1,2 = 2$	$0,8 + 1,2 = 2$
ПС «Сергеевка»	$2 \cdot 8 = 16$	$2 \cdot 8 = 16$
ПС «Петровка»	$2 \cdot 1,3 = 2,6$	$2 \cdot 1,3 = 2,6$
ПС «Игнатьево»	-	$2 \cdot 8 = 16$
Демонтаж ВЛ		
Благ.-Марково	$6,22 \cdot 31,4 = 195,308$	$6,22 \cdot 31,4 = 195,308$
Марк.-Совхозная	$6,22 \cdot 14 = 87,08$	$6,22 \cdot 14 = 87,08$
Серг.-Совхозная	$6,22 \cdot 14,77 = 91,869$	$6,22 \cdot 14,77 = 91,869$
Благ.-Отпайка	-	$6,36 \cdot 4,6 = 29,256$

Продолжение таблицы 30

1	2	3
---	---	---

Демонтаж металл. оборудования		
На 1 транс-р	0,7	0,7
Σ затраты на демонтаж с учётом К _{инф}	4,696 млн. руб.	5,021 млн. руб.

Капиталовложения для варианта реконструкции электрических сетей №2 определяются аналогично. Капиталовложения в ПС также учитываем только для ПС «Игнатьево». Необходимо учесть, что рассматриваемый вариант реконструкции №2 предусматривает перевод всех ВЛЭП на номинальное напряжение 35 кВ.

Капиталовложения в ПС отображены в таблице 31.

Таблица 31 – Капиталовложения в строительство ПС

№ варианта реконструкции сети	К _{ПОСТ} , млн. руб.	К _{ВЫКЛ.} , млн. руб.	К _{ЗЕМЛ.} , тыс. руб.	ΣК _{ПС ИГН+} ТРАНС., млн. руб.
1	5,5	0,6	17,5	161,9
2	5,5	0,6	17,5	254,3

В таблице 32 сопоставлены расчёты капиталовложений для двух вариантов реконструкции.

Таблица 32 – Капиталовложения для двух вариантов реконструкции

№ варианта реконструкции сети	К _{ВЛ} , млн. руб.	К _{ПС} , млн. руб.	К _{ДЕМОНТ.} , млн. руб.	ΣК, млн. руб.
1	1397	161,9	4,696	1563
2	2005	254,3	5,021	2264

2.5.7 Расчёт издержек

Суммарные издержки определяются следующим образом:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W}, \quad (20)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления;

$I_{\text{ЭКС}}$ – эксплуатационные затраты;

$I_{\Delta W}$ – расходы на потери электроэнергии.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для i -го вида оборудования (или программных средств) [7], определяются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{сл.пс}}} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{сл.вл}}}, \quad (21)$$

где $K_{\text{ПС}}$ – суммарные капиталовложения в сооружение ПС;

$K_{\text{ВЛ}}$ – суммарные капиталовложения в строительство ВЛ;

$T_{\text{СЛ}}$ – срок службы соответствующего оборудования.

$T_{\text{СЛ ВЛ}} = 15$ лет;

$T_{\text{СЛ ПС}} = 25$ лет.

Амортизационные отчисления для варианта реконструкции №1:

$$I_{AM} = \frac{1,619 \cdot 10^5}{25} + \frac{1,397 \cdot 10^6}{15}$$

$$I_{AM} = 99,6 \text{ млн. руб. / год}$$

Расчёт эксплуатационных издержек определяется по формуле:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (22)$$

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

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

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

$\alpha_{\text{ПС}} = 0,05$;

$\alpha_{ВЛ}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ,
 $\alpha_{ВЛ}=0,0085$.

Эксплуатационные издержки для варианта реконструкции №1:

$$I_{ЭКС} = 1,619 \cdot 10^5 \cdot 0,05 + 1,397 \cdot 10^6 \cdot 0,0085$$

$$I_{ЭКС} = 19,97 \text{ млн.руб. / год}$$

Амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки для варианта реконструкции №2 определяются аналогичным образом. Результаты расчёта сведены в таблице 37.

Нагрузочные потери электроэнергии в воздушных линиях определяются по формуле:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{P_{ЭФз}^2 + Q_{ЭФз}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{P_{ЭФл}^2 + Q_{ЭФл}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_л, \quad (23)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ – потери энергии в ВЛ;

$P_{эф}$, $Q_{эф}$ – потоки эффективной активной и эффективной реактивной прогнозируемой мощности;

$R_{ВЛ}$ – сопротивление линии;

T – количество зимних (летних) часов.

Потоки эффективной мощности рассчитываются аналогично пункту 2.5.1, только вместо максимальной прогнозируемой нагрузки используем эффективные прогнозируемые нагрузки. Потоки рассчитаны для реконструируемых ВЛЭП.

Таблица 33 – Результаты расчётов потоков эффективной активной и реактивной мощностей для варианта реконструкции №1

Вариант реконструкции №1

Период максимальных нагрузок			
Участок	Бл-М	М-Сов	Сер-Сов
P, МВт	2,873	2,104	1,487
Q, МВАр	0,771	0,511	0,353
Период минимальных нагрузок			
Участок	Бл-М	М-Сов	Сер-Сов
P, МВт	0,874	0,581	0,379
Q, МВАр	0,504	0,185	0,018

Таблица 34 – Результаты расчётов потоков эффективной активной и реактивной мощностей для варианта реконструкции №2

Вариант реконструкции №2				
Период максимальных нагрузок				
Участок	Бл-М	Бл-Отп	М-Сов	Сер-Сов
P, МВт	2,873	10,501	2,104	1,487
Q, МВАр	0,771	2,365	0,511	0,353
Период минимальных нагрузок				
Участок	Бл-М	Бл-Отп	М-Сов	Сер-Сов
P, МВт	0,874	3,303	0,581	0,379
Q, МВАр	0,504	1,665	0,185	0,018

Для участка варианта реконструкции №1 «Благовещенская-Марково» нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ равны:

$$\Delta W_{ВЛ, \text{Благ.-М.}} = \frac{2,873^2 + 0,771^2}{35^2} \cdot 0,253 \cdot 31,4 \cdot 4800 + \frac{0,874^2 + 0,504^2}{35^2} \cdot 0,253 \cdot 31,4 \cdot 3960$$

$$\Delta W_{ВЛ, \text{Благ.-М.}} = 301,494 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Подобным образом рассчитаем нагрузочные потери для остальных участков.

Таблица 35 – Результаты расчётов нагрузочных потерь в ВЛ

Вариант реконструкции №1				
Участок	Бл-М	М-Сов	Сер-Сов	
ΔW , МВт·год	301,494	83,535	43,3	
Вариант реконструкции №2				
Участок	Бл-М	Бл-Отп	М-Сов	Сер-Сов
ΔW , МВт·год	301,494	579,885	83,532	43,3

Рассчитываем потери в трансформаторах.

Нагрузочные потери определяются:

$$\Delta W_{\text{НАГР.ТР.}} = \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{эф}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot 0,5 + \frac{P_{\text{эфл}}^2 + Q_{\text{эфл}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot 0,5, \quad (24)$$

где $\Delta W_{\text{НАГР.ТР.}}$ – нагрузочные потери энергии в трансформаторах;

$P_{\text{эф}}$, $Q_{\text{эф}}$ – потоки эффективной активной и эффективной реактивной прогнозируемой мощности;

$R_{\text{ТР}}$ – сопротивление трансформатора.

Для варианта реконструкции №1 нагрузочные потери рассчитаем на примере ПС «Дачная» с трансформаторами марки ТМН-4000/110. Нагрузочные потери в трансформаторах на других подстанциях в обоих вариантах реконструкции находятся аналогично. Результаты сведены в таблице 36.

$$\Delta W_{\text{НАГР.ТР.}} = \frac{6,835^2 + 1,285^2}{110^2} \cdot 24 \cdot 0,5 + \frac{2,211^2 + 1,263^2}{110^2} \cdot 24 \cdot 0,5$$

$$\Delta W_{\text{НАГР.ТР.}} = 255,713 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Потери холостого хода определяются:

$$\Delta W_{\text{ХХ.ТР.}} = 2 \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{ГОД}}, \quad (25)$$

где $\Delta P_{\text{ХХ}}$ – удельные потери на холостой ход в трансформаторе;

$T_{\text{ГОД}}$ – количество часов в году.

Для варианта реконструкции №1 потери холостого хода рассчитаем на примере ПС «Дачная» с трансформаторами марки ТМН-4000/110. Потери холостого хода в трансформаторах на других подстанциях в обоих вариантах реконструкции находятся аналогично. Результаты сведены в таблице 35.

$$\Delta W_{\text{ХХ.ТР.}} = 2 \cdot 5,5 \cdot 8760$$

$$\Delta W_{\text{ХХ.ТР.}} = 96360 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Таблица 36 – Результаты расчётов потерь в трансформаторах

Вариант реконструкции №1					
ПС	Дачная	Петровка	Марково	Сергеевка	Совхозная
$\Sigma \Delta W_{\text{наг}}$ Р., МВт·год	255,713	49,297	22,639	26,328	12,862
$\Sigma \Delta W_{\text{ХХ}}$, МВт	96,36	63,072	47,304	47,304	47,304
Вариант реконструкции №2					

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4	5	6	7
ПС	Дачная	Петровк	Марково	Сергеевка	Игнатъе	Совхозн

		а			во	ая
$\Sigma \Delta W_{\text{H}}$ агр., МВт·год д	273,63	49,297	22,639	26,328	170,689	12,862
$\Sigma \Delta W_{\text{X}}$ х, МВт	117,384	63,072	47,304	47,304	89,352	47,304

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (26)$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·год;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии. $C_{\Delta W} = 1,603$ тыс.руб./кВт·ч.

Для варианта реконструкции №1:

$$I_{\Delta W} = (482,326 + 3,017 \cdot 10^5) \cdot 1,603$$

$$I_{\Delta W} = 484,4 \text{ тыс.руб. / год}$$

Подобным образом находим издержки стоимости потерь электроэнергии для варианта реконструкции сети №2.

Таблица 37 – Результаты расчёта издержек

№ варианта реконструкции сети	И _{АМ} , млн. руб./год	И _{ЭКС} , млн. руб./год	И _{Δw} , тыс. руб./год	ΣИ, млн. руб./год
1	99,6	19,97	484,4	120,1
2	143,8	29,76	626,92	174,2

2.5.8. Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Расчёт приведённых затрат производится по формуле 27 [7]:

$$Z = E \cdot K + I \quad , \quad (27)$$

где К – капиталовложения;

И – эксплуатационные издержки;

Е – нормативный коэффициент дисконтирования (Е = 0,1).

Для варианта реконструкции №1:

$$Z = 0,1 \cdot 1563 + 120,1$$

$$Z = 276,4 \text{ млн. руб.}$$

Для варианта реконструкции №2 приведённые затраты рассчитываются аналогично.

Сравнительные характеристики экономических расчётов двух вариантов реконструкции электрической сети представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Сравнительные характеристики экономических расчётов

№ варианта реконструкции сети	Суммарные капиталовложения ΣК, млн. руб.	Суммарные издержки ΣИ, млн. руб./год	Приведенные затраты Z, млн. руб.
1	1563	120,1	276,4
2	2264	174,2	400,6

Определяется погрешность для стоимости потерь двух реконструируемых вариантов сети по следующей формуле:

$$\varepsilon = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (28)$$

где Z_1 – приведенные затраты варианта реконструкции сети №1;

Z_2 – приведенные затраты варианта реконструкции сети №2.

$$\varepsilon = \frac{2764 - 4006}{2764} \cdot 100\%$$

$$\varepsilon = 44,949\%$$

Так как $\varepsilon > 5\%$, то выбираем вариант реконструкции с наименьшими затратами, а именно вариант реконструкции сети №1, т.е. электрическую сеть на участке «Благовещенская – Игнатьево» с учётом участка «Отпайка – Дачная» оставляем на номинальном напряжении 110 кВ. Остальные участки электрической сети переводим на номинальное напряжение 35 кВ.

3 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется нарушение нормальной работы электроустановки, вызванное замыканием фаз между собой, а в системах с заземленной нейтралью также замыканием фаз на землю.

Короткие замыкания в электроустановках возникают в результате пробоев и перекрытий изоляции электрооборудования, набросов, ошибочных действий персонала и по многим другим причинам.

При трёхфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи, с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Необходимость определения токов КЗ в процессе эксплуатации может возникнуть: при изменении схемы питания энергообъекта для проверки электрооборудования высокого напряжения на термическое и электродинамическое действие токов КЗ, пригодности существующих уставок релейной защиты, средств грозозащиты и т. д.; при частичной замене электрооборудования на электростанции или подстанции.

Данный расчёт токов КЗ произведён для выбора оборудования на ПС «Игнатьево» в связи с реконструкцией. Расчётные точки КЗ представлены на рисунке 12. Для расчётов использовали ПВК RastrWin3.

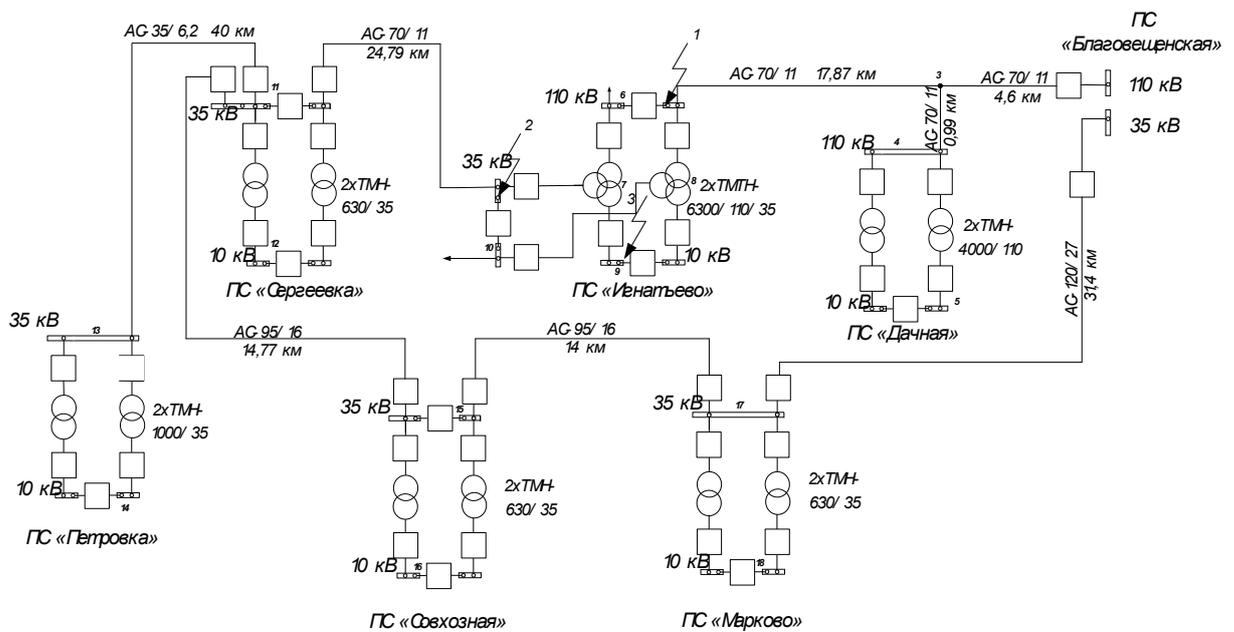


Рисунок 12 – Расчётные точки КЗ

Предварительно определили: сопротивления ВЛ прямой и нулевой последовательностей, сопротивления трансформаторов, сопротивления системы.

Для сопротивления прямой последовательности ВЛ использовали формулу:

$$X_{Л} = X_{уд} \cdot L, \quad (29)$$

где $X_{уд}$ - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

L - длина линии, км;

Для сопротивления нулевой последовательности ВЛ:

$$X_0 = 3 \cdot X_{Л}, \quad (30)$$

где $X_{Л}$ –сопротивление линии;

3 – коэффициент исполнения ВЛ (одноцепная линия со стальным тросом).

Результаты расчётов сопротивления ВЛ отображены в таблице 39.

Таблица 39 – Сопротивления ВЛ прямой (X_1) и обратной (X_0) последовательностей

Участок	X_1 , Ом	X_0 , Ом
Петровка-Сергеевка	31,6	94,8
Благовещенская-Отпайка	1,978	5,934
Благовещенская-Марково	7,85	23,55
Марково-Совхозная	4,34	13,02
Сергеевка-Совхозная	4,579	13,736
Игнатьево-Сергеевка	10,66	31,979
Игнатьево-Отпайка	7,684	23,052
Отпайка-Дачная	0,426	1,277

Сопротивление двухобмоточных трансформаторов определяется по формуле:

$$X_T = \frac{U_{к. \%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{ТНОМ}}, \quad (31)$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$S_{ТНОМ}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение трансформатора.

Сопротивление трёхобмоточного трансформатора на ПС «Игнатьево» определим по формуле:

$$X_{ТВ} = \frac{U_{кВ. \%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{ТНОМ}}, \quad (32)$$

где $U_{кВ\%}$ – напряжение короткого замыкания на ВН трансформатора;

$S_{ТНОМ}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение трансформатора.

Напряжение короткого замыкания на ВН, СН и НН трансформатора соответственно равны:

$$U_{кВ}, \% = 0,5 \cdot (U_{кВН}, \% + U_{кВС}, \% - U_{кСН}, \%)$$

$$U_{кВ}, \% = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%$$

$$U_{кС}, \% = 0,5 \cdot (U_{кСН}, \% + U_{кВС}, \% - U_{кВН}, \%)$$

$$U_{кС}, \% = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25$$

$$U_{кН}, \% = 0,5 \cdot (U_{кСН}, \% + U_{кВН}, \% - U_{кСН}, \%)$$

$$U_{кН}, \% = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%$$

Аналогично определим сопротивление на СН и НН, подставив в формулу напряжение короткого замыкания соответствующей стороны.

Результаты расчётов сопротивлений трансформаторов рассматриваемой электрической сети представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Сопротивления (X) трансформаторов

Трансформатор на ПС	X, Ом		
Дачная	317,625		
Сергеевка	126,389		
Совхозная	126,389		
Марково	126,389		
Петровка	79,625		
Игнатьево	X _В , Ом	X _С , Ом	X _Н , Ом
	206,468	0	120,04

Для сопротивления системы использовали формулу:

$$X_c = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot I_c}, \quad (33)$$

где I_c - ток со стороны системы, кА.

E_c - ЭДС системы, кВ.

Сопротивления системы прямой последовательности 110 кВ и 35 кВ соответственно равны:

$$X_{C110} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 10,2} = 6,509 \text{ Ом}$$

$$X_{C35} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 1,6} = 13,351 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы нулевой последовательности 110 кВ равно:

$$X_{C110} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 8,2} = 8,097 \text{ Ом}$$

После определения сопротивлений основных элементов электрической сети, был произведен расчёт для определения токов КЗ в ПВК RastrWin3. Данные отображены в таблицах 41-44.

Таблица 41 – Узлы/Несимметрия/ИД

Тип0	Номер	U_ном	Тип0	Номер	U_ном
зак	2	110	у	11	35
зак	3	110	у	12	10
зак	4	110	у	13	35
у	5	10	у	14	10
зак	6	110	у	15	35
зак	7	110	у	16	10
зак	8	110	у	17	35
у	9	10	у	18	10
у	10	35	у	19	35

Таблица 42 – Ветви/Несимметрия/ИД

Тип	tip0	N_нач	N_кон	X	Kт/r	x0	Тип	tip0	NнаЧ	N_кон	X	Kт/r	x0
ЛЭП	ЛЭП	2	3	1,98		5,934	Тр-р	Тр-р	11	12	126,39	0,286	
ЛЭП	ЛЭП	3	4	0,43		1,277	Тр-р	Тр-р	11	12	126,39	0,286	
Тр-р	Тр-р	4	5	317,62	0,09		ЛЭП	ЛЭП	11	13	31,6		94,8
Тр-р	Тр-р	4	5	317,62	0,09		Тр-р	Тр-р	13	14	79,62	0,286	

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	ЛЭП	3	6	7,68		23,05	Тр-р	Тр-р	13	14	79,62	0,286	
Тр-р	Тр-р	6	7	206,47	1	206,5	ЛЭП	ЛЭП	11	15	4,58		13,7
Тр-р	Тр-р	6	8	206,47	1	206,5	Тр-р	Тр-р	15	16	126,39	0,286	
Тр-р	Тр-р	7	9	120,04	0,09		Тр-р	Тр-р	15	16	126,39	0,286	
Тр-р	Тр-р	8	9	120,04	0,09		ЛЭП	ЛЭП	15	17	4,34		13
Тр-р	Тр-р	7	10		0,32		Тр-р	Тр-р	17	18	126,39	0,286	
Тр-р	Тр-р	8	10		0,32		Тр-р	Тр-р	17	18	126,39	0,286	
ЛЭП	ЛЭП	10	11	10,66		31,98	ЛЭП	ЛЭП	17	19	7,85		23,6

Таблица 43 – Генератор/Несимметрия

N arg	N узла	x	X2	X0	E	I1	dI1	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1	2	6,509	6,51	8,1	110	3,927	-90	3,927	-90	-3,927	-30	3,927	30
2	19	13,35	13,35		35	0,394	-90	0,394	-90	-0,394	-30	0,394	30

Таблица 44 – Состав/Несимметрия

№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1
1	1	3ф	6	4,0532	-90
1	1	3ф	10	2,1576	-90
1	1	3ф	9	4,64	-90
1	1	1ф	6	2,0266	-90
1	1	1ф	10	1,0788	-90
1	1	1ф	9	2,32	-90

Таким образом, действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный момент времени составит:

На ВН ПС «Игнатьево»:

$$I_{по}^{(3)} = 4,053 \text{ кА}$$

На СН ПС «Игнатьево»:

$$I_{по}^{(3)} = 2,158 \text{ кА}$$

На НН ПС «Игнатьево»:

$$I_{по}^{(3)} = 4,64 \text{ кА}$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ определяется по следующей формуле:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (34)$$

где $I_{по}^{(3)}$ – действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный момент времени, кА;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, $T_a = 0,2 \text{ с}$.

Значения аperiodической составляющей тока КЗ представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Результаты расчётов аperiodической составляющей тока КЗ

Место КЗ	Величина I_{At} , кА
ВН (т.1)	3,477
СН (т.2)	1,851
НН (т.3)	3,980

Значение ударного тока КЗ определяется по следующей формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right), \quad (35)$$

где $I_{по}^{(3)}$ – действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный момент времени, кА.

Результаты расчётов ударного тока КЗ сведены в таблице 46.

Таблица 46 – Результаты расчётов ударного тока КЗ

Место КЗ	Величина I_{At} , кА
ВН (т.1)	2,973
СН (т.2)	1,582
НН (т.3)	3,403

Полученные данные используем в расчётах при выборе основного электротехнического оборудования на ПС «Игнатьево».

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС ИГНАТЬЕВО

В данном разделе рассматривается выбор основного силового и измерительного оборудования устанавливаемого на ПС «Игнатьево» в связи с реконструкцией.

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчёта токов КЗ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции.

Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчёта режимов. Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 46.

В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд, жёсткая ошиновка, нелинейные ограничители перенапряжений, опорные и проходные изоляторы.

Определяем максимальные рабочие токи всех РУ ПС «Игнатьево» по номинальной мощности трансформаторов (со стороны 110 и 35 кВ с учётом транзита мощности).

На стороне 110 кВ:

$$I_{MAX110} = \frac{2 \cdot S_{T1} + 2 \cdot S_{T2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (36)$$

где S_{T1} , S_{T2} – номинальная полная мощность силовых трансформаторов ПС «Дачная» и «Игнатьево» соответственно, МВА.

$$I_{MAX110} = \frac{2 \cdot 4 + 2 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 110}$$

$$I_{MAX110} = 0,108 \text{ кА}$$

На стороне 35 кВ:

$$I_{MAX35} = \frac{2 \cdot S_{T1} + 2 \cdot S_{T2} + 2 \cdot S_{T3} + 2 \cdot S_{T4} + 2 \cdot S_{T5}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (37)$$

где S_{T1} , S_{T2} , S_{T3} , S_{T4} , S_{T5} – номинальная полная мощность силовых трансформаторов ПС «Игнатьево», ПС «Сергеевка», ПС «Петровка», ПС «Совхозная» и ПС «Марково» соответственно, МВА.

$$I_{MAX35} = \frac{2 \cdot 6,3 + 2 \cdot 0,63 + 2 \cdot 1 + 2 \cdot 0,63 + 2 \cdot 0,63}{\sqrt{3} \cdot 35}$$

$$I_{MAX35} = 0,303 \text{ кА}$$

На стороне 10 кВ:

$$I_{MAX10} = \frac{2 \cdot S_{T1}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (38)$$

где S_{T1} – номинальная полная мощность силовых трансформаторов ПС «Игнатьево», МВА.

$$I_{MAX10} = \frac{2 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 10}$$

$$I_{MAX10} = 0,727 \text{ кА}$$

Таблица 47 – Данные о рабочих токах в РУ ПС «Игнатьево»

Номинальное Напряжение, кВ	Максимальный рабочий ток, кА
110 (с учетом транзита мощности)	0,108
35(с учетом транзита мощности)	0,303
10	0,727

4.1 Характеристика однолинейной схемы подстанции

В связи с реконструкцией электрической сети и переводом её на участке Сергеевка-Игнатьево на номинальное напряжение 35 кВ, возникла необходимость реконструкции ПС «Игнатьево». А именно создание дополнительного РУ СН.

РУ СН выполняем по типовой схеме 5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

РУ ВН подстанции «Игнатьево» выполнено также по схеме 5АН.

Достоинство данной схемы заключается в том, что при КЗ или повреждении в трансформаторе, когда возникает необходимость отключения одного из трансформаторов в течение суток, сохраняется транзит мощности.

4.2 Конструктивное исполнение подстанции

Реконструкцию ПС «Игнатьево» производим с целью создания РУ СН, а также замены устаревшего оборудования на РУ ВН и РУ НН.

В настоящее время на РУ ВН ПС установлены маломасляные выключатели ВМТ-110, трансформаторы напряжения НКФ-110, трансформаторы тока ТФЗМ-110.

Эксплуатируется КРУ с ячейками К-37 и маломасляными выключателями ВМПЭ-10/630.

Таким образом, электрооборудование на РУ ПС подлежит модернизации.

4.3 Выбор и проверка выключателей

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току.

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (39)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \quad (40)$$

Проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам КЗ.

Проверка выключателя на термическую устойчивость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами КЗ, для чего необходимо знать длительность КЗ, $t_{ов}$ или расчётное время действия тока КЗ:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K , \quad (41)$$

где $I_{ТЕР}$ - ток термической устойчивости;

$t_{ТЕР}$ - время термической устойчивости;

B_K - интеграл Джоуля.

Динамическая устойчивость:

$$i_{ПРСКВ} = i_{ДИН} \geq i_{УД} \quad (42)$$

где $i_{ПРСКВ}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$i_{ДИН}$ - ток электродинамической устойчивости аппарата.

Значение B_K можно определить по формуле:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{ОВ} + T_a) , \quad (43)$$

где $t_{ов}$ – время отключения выключателя с учётом выдержки времени для срабатывания релейной защиты;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Таким образом, время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл} , \quad (44)$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты;

$t_{откл.выкл.}$ - время отключения выключателя.

$$t_{откл} = 0,25 + 0,01 = 0,26 \text{ с}$$

Тогда:

$$B_K = 4,053^2 \cdot (0,26 + 0,02)$$

$$B_K = 4,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ-110П-40/3150У1, который является полностью взаимозаменяемым по присоединительным и установочным размерам с маломасляным выключателем ВМТ, который на данный момент эксплуатируется на ОРУ ВН ПС «Игнатьево».

Элегазовый выключатель колонковый ВГТ-110 относится к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой является элегаз. Состоит из трёх полюсов (колонн), установленных на общей раме и механически связанных друг с другом. Все три полюса выключателя управляются одним пружинным приводом типа ППрК. В приводе имеется автоматическое управление 2-мя ступенями обогрева шкафа и контроль их исправности. Естественный уровень утечек элегаза – не более 0,5% в год.

Предназначены для эксплуатации в открытых распределительных устройствах в сетях переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ в районах с умеренным и холодным климатом (до минус 55°С) при следующих условиях:

-окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию. Содержание коррозионно-активных агентов по ГОСТ 15150 (для атмосферы типа II);

-верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет 40°С;

-нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет минус 40°C;

-гололед с толщиной корки льда до 20 мм и ветре скоростью до 15 м/с, а при отсутствии гололеда - при ветре скоростью до 40 м/с.

-высота установки над уровнем моря не более 1000 м.

Проверяем выключатель на термическую стойкость.

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ , определяется по формуле 45:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (45)$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической

составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$$\beta_n = 40;$$

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, для данного трансформатора

$$I_{откл} = 40 \text{ кА}.$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ по формуле 45:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40$$

$$i_{аном} = 22,63 \text{ кА}$$

Таблица 48 – Сравнение каталожных и расчётных данных для ВГТ-110П-40/3150У1

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 126 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$

1	2	3
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 108 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,973 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 4,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 4,053 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛИНОМ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} = 4,053 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛИНОМ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} = 3,477 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

На стороне 35 кВ:

Принимаем для установки вакуумный быстродействующий выключатель наружной установки марки ВВН-35П-20/1600УХЛ1, который предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока напряжением 35 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. Выключатель имеет встроенные трансформаторы тока, привод электромагнитный, находится внутри шкафа привода и снабжен подогревательными устройствами.

Таблица 49 – Сравнение каталожных и расчётных данных для ВВН-35 П-20/1600 У1

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 40,5 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 303 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 1,582 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,604 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{ВКЛ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 2,158 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛИНОМ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} = 2,158 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛИНОМ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 8,485 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} = 1,851 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

На стороне 10 кВ:

Для установки на 10 кВ выбираем вакуумный выключатель типа SION 3AE1 184-4 фирмы SIEMENS (согласно комплектации КРУ).

Таблица 50 – Сравнение каталожных и расчётных данных для типа SION 3AE1 184-4 фирмы SIEMENS

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 12 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 727 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,403 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 6,03 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,64 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{отклном} = 25 \text{ кА}$	$I_{пт} = 4,64 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 10,18 \text{ кА}$	$i_{ат} = 3,98 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аном}$

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

4.4 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Выбор разъединителей на стороне ВН 110 кВ:

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РНДЗ 2-СК-110/1000У1 (разъединитель для наружной установки двухколонковый с двумя заземляющими ножами коробчатого профиля с механической блокировкой), номинальный рабочий ток 1000 А с приводом ПР-У1.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчёте токов КЗ показано в таблице 51.

Таблица 51– Сравнение каталожных и расчётных данных для разъединителя РНДЗ 2-СК-110/1000У1

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_H = 126$ кВ	$U_P = 110$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_P = 108$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80$ кА	$i_{\text{уд}} = 2,973$ кА	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 2977$ кА ² с	$V_K = 4,6$ кА ² с	$V_K \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$
Заземляющие ножи		
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 992$ кА ² с	$V_K = 4,6$ кА ² с	$V_K \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$

Выбор разъединителей на стороне СН 35 кВ:

На стороне СН выбираем разъединитель марки РНДЗ-35/1000У1 с ручным приводом ПР-У1. Расчёты для I_P и V_K берём те, что приведены выше.

Таблица 52 – Сравнение каталожных и расчётных данных для разъединителя РНДЗ-35/1000У1

Каталожные данные	Расчетные денные	Условия выбора
$U_H = 40,5$ кВ	$U_P = 35$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_P = 303$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 63$ кА	$i_{\text{уд}} = 1,582$ кА	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 2500$ кА ² с	$V_K = 0,604$ кА ² с	$V_K \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$
Заземляющие ножи		
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 625$ кА ² с	$V_K = 0,604$ кА ² с	$V_K \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$

4.5 Выбор и проверка ячеек КРУ

На низкую сторону выбираем комплектное распределительное устройство серии «Гамма» ЗЭТ предназначено для приема и распределения электрической энергии трёхфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 10 кВ.

Преимущества «Гамма» ЗЭТ:

- Возможность одностороннего обслуживания, позволяющего осуществить доступ ко всем установленным аппаратам, их осмотр и замену со стороны фасада;
- Небольшие габаритные размеры (750 (1125) x 1550 x 2250);
- Отсек сборных шин расположен в верхней части ячейки, что позволяет установить шинный мост на любой ячейке КРУ;
- Четыре полностью изолированных отсека;
- Возможность дистанционного управления выключателями;
- Наличие выкатного элемента выключателя;
- Каждый отсек (кроме релейного) снабжен разгрузочными клапанами, позволяющими в аварийном режиме сбросить давление в отсеках;
- Прочная сейсмоустойчивая конструкция шкафа;
- Наличие антикоррозийного и полимерного порошкового покрытия поверхностей, высокая степень пыле-влагозащищённости;
- Высокое качество изделий;

Основные технические характеристики:

- Номинальное напряжение (линейное)- 6(10) кВ;
- Номинальный ток главных цепей – 400; 630; 1000; 1600, 2000, 2500, 3150 А;
- Вид высоковольтных подсоединений – кабельные, шинные;
- Способ обслуживания – одностороннее;
- Виды климатических исполнений – УЗ;
- Расположение отсека сборных шин – верхнее;
- Тип выключателя:
 - EVOLIS, LF1, LF2 (элегазовый), VD-4, SION, ВВ/TEL и др.
- Защита и автоматика с применением микропроцессорных терминалов:
 - SEPAM, SPAC, СИРИУС
- Степень защиты – до IP54

- Габариты:
 - Ширина – 750, 1125 мм (на номинальный ток главных цепей до 3150 А)
 - Глубина – 1550 мм
 - Высота – 2250 мм

Таблица 53 – Основные параметры КРУ серии «Гамма»

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6 (10)
Номинальный ток главных цепей шкафа КРУ, А	400; 630; 1000; 1600, 2000, 2500, 3150
Номинальный ток сборных шин	2000, 2500
Ток термической стойкости	25
Ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ	63
Виды линейных высоковольтных подсоединений КРУ	Шинные, кабельные
Тип привода к выключателю	Моторно-пружинный

4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, а другая – для приборов защиты.

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

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}}, \quad (46)$$

где $r_{\text{ПРИБ}}$ – сопротивление приборов;

$r_{\text{ПРОВ}}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{\text{КОНТ}}$ – сопротивление контактов, принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для медных и 4 мм² для алюминиевых проводов. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$. Состав вторичной нагрузки ТТ ВН приведен в таблице 54.

Таблица 54 – Вторичная нагрузка трансформатора тока на ВН

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 120	2		
Ваттметр	7КТ1 300	5		
Варметр	7КТ1 300	5		
Счетчик АЭ	7КТ1 530	0,8	0,8	0,8
Счетчик РЭ	7КТ1 530	0,8	0,8	0,8
ИТОГО		16,8		

На стороне ВН выберем трансформатор тока IOSK 123 марки Trench. Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле 47:

$$r_{\text{НАГР}} = \sum r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}} \quad (47)$$

Тогда сопротивление проводов определяется по формуле 48:

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}, \quad (48)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}} = 4,62$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор

тока;

$\Sigma R_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН, определяется по формуле:

$$\Sigma r_{\text{ПРИБ}} = \frac{\Sigma S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2}, \quad (49)$$

где $\Sigma S_{\text{ПРИБ}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma r_{\text{ПРИБ}} = \frac{16,8}{5^2}$$

$$\Sigma r_{\text{ПРИБ}} = 0,672 \text{ Ом.}$$

Таким образом, приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 4,62 - 0,672 - 0,05$$

$$r_{\text{ПР}} = 3,898 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (50)$$

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

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

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 55.

Таблица 55 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U_H , кВ	l , м
110	75
35	60
10	4

Сечение провода определим по формуле:

$$S_{\min} = \frac{0,0283 \cdot 75}{3,898}$$

$$S_{\min} = 0,545 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ (контрольный с алюминиевой токопроводящей жилой, с изоляцией жил из резины, с оболочкой из поливинилхлоридного пластика и с отсутствием защитных покровов) с сечением 6 мм².

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,672 + 0,283 + 0,05 = 1,005 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчётных данных для трансформатора тока представлено в таблице 56.

Таблица 56 – Сравнение каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 123 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_P = 108 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 4,62 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,005 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 2,973 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_T \cdot t_T = 992 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 4,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

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

На стороне СН выберем трансформатор тока 4МА76. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 57.

Таблица 57 – Вторичная нагрузка трансформатора тока на СН

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	2		
Счетчик АЭ	7КТ1 16	0,8		0,8
Счетчик РЭ	7КТ1 16	0,8	0,8	
ИТОГО		5,2		

Проверка принятого ТТ осуществляется аналогично проверке ТТ на стороне ВН по формулам 47-50. Сравнение каталожных и расчётных данных для ТТ представлено в таблице 58 .

Таблица 58 – Сравнение каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 40,5 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 303 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,65 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 120 \text{ кА}$	$I_{УД} = 1,582 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 19200 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K = 0,604 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq В_K$

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

На стороне НН выбираем ТТ согласно комплектации КРУ. Выберем трансформатор тока 4МА72.

ТТ на стороне НН подключается к двум фазам А и С. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 59.

Таблица 59 – Вторичная нагрузка трансформатора тока на НН

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	2		
Счетчик АЭ	7КТ1 16	0,8		0,8

Продолжение таблицы 59

1	2	3	4	5
Счетчик РЭ	7КТ1 16	0,8	0,8	
ИТОГО			5,2	

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично проверке трансформатора тока на стороне ВН по формулам 47-50.

Сравнение каталожных и расчётных данных для ТТ на НН представлено в таблице 60.

Таблица 60 – Сравнение каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 12 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_P = 727 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 0,35 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,3 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 3,403 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_T \cdot t_T = 19200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 6,03 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

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

4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

ТН устанавливаются в РУ ТП для питания обмоток напряжения приборов учёта и контроля, аппаратов РЗиА.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

При выборе трансформаторов напряжения должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (51)$$

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

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

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

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

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 61.

Таблица 61 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

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

ТН устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые ТН.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения VEOT 123.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 62.

Таблица 62 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S, В·А	Кол- во приб оров	Общая потребляема я мощность
				S, В·А
Частотомер	7КТ1 30	2	2	4
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	4
Трёхфазный счётчик активной энергии	7КТ1 16	2,4	2	4,8
Трёхфазный счётчик реактивной энергии	7КТ1 16	2,4	2	4,8
Ваттметр	7КТ1 30	5	2	10
Варметр	7КТ1 30	5	2	10

Суммарная нагрузка на ТН:

$$S_{\Sigma} = 4 + 4 + 10 + 10 + 4,8 + 4,8 = 37,6 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчётных данных для ТН представлено в таблице 63.

Таблица 63 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 126 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_P = 37,6 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

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

На сторону СН выбираем трансформатор напряжения ЗНОМ-35.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 64.

Таблица 64 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S, В·А	Кол- во приб	Общая потребляема я мощность
--------	-----	-----------	--------------------	------------------------------------

			ор	
				$S, \text{В} \cdot \text{А}$
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	4
Трёхфазный счётчик активной энергии	7КТ1 16	1,6	8	12,8
Трёхфазный счётчик реактивной энергии	7КТ1 16	1,6	8	12,8

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = 4 + 12,8 + 12,8 = 29,6 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 65.

Таблица 65 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{НТ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НТ}} \geq U_{\text{Н}}$
$S_{\text{Н}} = 150 \text{ ВА}$	$S_{\text{Р}} = 29,6 \text{ ВА}$	$S_{\text{Н}} \geq S_{\text{Р}}$

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

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения типа: НТМИ – 10.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на две секции шин представлена в таблице 66.

Таблица 66 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	$S, \text{В} \cdot \text{А}$	Кол-во приборов	Общая потребляемая мощность
				$S, \text{В} \cdot \text{А}$
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	4
Продолжение таблицы 66				
1	2	3	4	5
Трёхфазный счётчик активной энергии	7КТ1 16	1,6	11	17,6

Трёхфазный счётчик реактивной энергии	7КТ1 16	1,6	10	16
Ваттметр	7КТ1 30	5	1	5

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = 4 + 17,6 + 16 + 5 = 42,6 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 67.

Таблица 67 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 1000 \text{ ВА}$	$S_P = 42,6 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

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

4.8 Выбор и проверка шинных конструкций

В закрытых РУ 6-10 кВ, а также на ОРУ высокого и среднего напряжения ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую устойчивость к токам КЗ.

На стороне ВН ПС «Игнатьево» максимальный рабочий ток составляет 108,0 А.

Выбираем алюминиевые шины круглого сечения марки АДО:

$$d = 20 \text{ мм, } S = 314 \text{ мм}^2.$$

$$I_{\text{доп}} = 650 \text{ А.}$$

Проверка по термостойкости исходя из данных.

$$I_{\text{по}} = 4,053 \text{ кА}; T_a = 0,02; i_{\text{уд}} = 2,973 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (52)$$

где $C = 90$ – для алюминиевых шин и кабелей;

q_{min} – минимальное сечение провода.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{4,6}}{90} \cdot 10^3$$

$$q_{\text{min}} = 23,83 \text{ мм}^2,$$

$$q_{\text{min}} < S.$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шин будет меньше 30 Гц:

$$l_{f01} = \frac{173,2}{30} \cdot \sqrt{\frac{J_1}{q_1}}, \quad (53)$$

где J_1 – момент инерции шины;

q_1 – поперечное сечение шины.

$$J = \frac{\pi \cdot d^4}{64} \quad (54)$$

$$J = \frac{3,14 \cdot 2^4}{64} = 0,785 \text{ см}^4$$

$$l_{f01} = \frac{173,2}{30} \cdot \sqrt{\frac{0,785}{3,14}} \text{ м},$$

$$l_{f01} = 2,9 \text{ м},$$

Следовательно, длина пролета между изоляторами должна быть не менее 2,9 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f_1 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \quad (55)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток на шине;

a – расстояние между фазами;

Тогда:

$$f_1 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{2,973^2}{3,05}$$

$$f_1 = 5,019 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{доп}$, для материала шины А1 = 48 МПа), определим это напряжение:

$$\sigma_{расч} = \frac{f_1 \cdot l_{пр}^2}{12 \cdot W_{\phi}}, \quad (56)$$

где $l_{пр}$ – длина пролета между опорными изоляторами;

W_{ϕ} – момент сопротивления шины.

$$W = \frac{\pi \cdot d^3}{32}$$

$$W = \frac{3,14 \cdot 2^3}{32}$$

$$W = 0,785 \text{ см}^3$$

Тогда:

$$\sigma_{расч} = \frac{5,019 \cdot 2,9^2}{12 \cdot 0,785}$$

$$\sigma_{расч} = 4,48 \text{ МПа}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{доп} = 41-48$ МПа, можно сказать, что шины механически прочны.

На стороне СН ПС «Игнатьево» максимальный рабочий ток составляет 303,0 А.

Выбираем алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АДЗ1Т:

$$d = 30 \times 4 \text{ мм}, S = 120 \text{ мм}^2.$$

$$I_{доп} = 365 \text{ А}.$$

Проверка по термостойкости исходя из данных.

$$I_{по} = 2,158 \text{ кА}; i_{уд} = 1,582 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{0,604} \cdot 10^3}{90} = 8,635 \text{ мм}^2,$$

$$q_{min} < S.$$

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

$$l_{f02} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \tag{57}$$

где J_2 – момент инерции шины;

q_2 – поперечное сечение шины.

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} \quad (58)$$

$$J = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12}$$

$$J = 0,9 \text{ см}^4$$

Тогда длина пролета в метрах между опорными изоляторами равна:

$$l_{f02} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,9}{1,2}}$$

$$l_{f02} = 0,75 \text{ м}$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 0,75 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f_2 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{1,582^2}{0,8}$$

$$f_2 = 5,419 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{доп}$, для материала шины А1 = 48 МПа), чтобы определить это напряжение рассчитаем момент сопротивления шины:

$$W_{\phi} = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 0,6 \text{ см}^3$$

Тогда:

$$\sigma_{расч} = \frac{5,419 \cdot 0,75^2}{12 \cdot 0,6}$$

$$\sigma_{расч} = 0,423 \text{ МПа}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{доп} = 41-48$ МПа, можно сказать, что шины механически прочны.

На стороне НН ПС «Игнатьево» максимальный рабочий ток составляет 727,0 А.

Выбираем алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АДЗ1Т:

$$d = 50 \times 6 \text{ мм}, S = 300 \text{ мм}^2.$$

$$I_{доп} = 740 \text{ А}.$$

Проверка по термостойкости исходя из данных.

$$I_{по} = 4,64 \text{ кА}; i_{уд} = 3,403 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{6,03} \cdot 10^3}{90} = 27,285 \text{ мм}^2,$$

$$q_{min} < S.$$

Рассчитаем момент инерции шины:

$$J = \frac{0,6 \cdot 5^3}{12} = 6,25 \text{ см}^4;$$

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

$$l_{f03} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{6,25}{3}} = 1,25 \text{ м},$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,25 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f_3 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{3,403^2}{1,3} = 15,429 \text{ Н/м},$$

Напряжение в материале шины, возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{доп}$, для материала шины А1 = 48 МПа).

Сначала рассчитаем момент сопротивления шины:

$$W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3$$

Определим напряжение в материале шины:

$$\sigma_{расч} = \frac{15,429 \cdot 1,25^2}{12 \cdot 2,5} = 0,804 \text{ МПа}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{доп} = 41-48$ МПа, можно сказать, что шины механически прочны.

4.9 Выбор и проверка опорных изоляторов

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (59)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп} \quad (60)$$

Для ОРУ 110 кВ выбираем опорные стержневые изоляторы с защитной оболочкой из кремнийорганической резины ОСК-10-110-Г-2-УХЛ1 с допустимой силой на изгиб равной:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 = 6000$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 1220$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y\theta}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad (61)$$

где K_h – поправочный коэффициент на высоту шины.

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + d \cdot 2}{H_{из}}, \quad (62)$$

где $H_{из}$ – высота изолятора.

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{1220 + 10 \cdot 2}{1220}$$

$$K_h = 1,0164$$

Тогда:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{2,973^2}{3,05} \cdot 3 \cdot 1,0164 \cdot 10^{-7}$$

$$F_{расч} = 15,305H$$

Проверка: $F_{расч} \leq F_{дон}$

Таким образом, ОСК-10-110-Г-2-УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

Для ОРУ 35 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК-8-35-А-УХЛ1 с допустимой силой на изгиб равной:

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

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

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Рассчитаем поправку на высоту для прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}} \quad (63)$$

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{440 + 5 + 25}{440} = 1,07$$

Определим максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{1,582^2}{0,8} \cdot 0,75 \cdot 1,07 \cdot 10^{-7}$$

$$F_{расч} = 4,348 \text{ Н}$$

Проверка: $F_{расч.} \leq F_{доп}$

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

Для КРУ 10 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 12,5-10-2УХЛ1 с допустимой силой на изгиб:

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

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

Изолятор проверяем на механическую прочность, предварительно определив поправочный коэффициент на высоту шины.

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}}$$

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{215 + 10 + 60}{440} = 0,648$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{3,403^2}{1,3} \cdot 1,25 \cdot 0,648 \cdot 10^{-7}$$

$$F_{расч} = 12,5H$$

Проверка: $F_{расч.} \leq F_{дон}$

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

4.10 Выбор и проверка проходных изоляторов

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

$$U_{уст} \leq U_{ном} \tag{64}$$

$$F_{расч} = 0,5 f_{\phi} l \tag{65}$$

$$I_p \leq I_{ном} \tag{66}$$

Для КРУ 10 кВ выбираем проходные изоляторы с изоляцией из электротехнического керамического материала ИПУ 10/1600-12,5УХЛ1 с допустимой силой на изгиб:

$$F_{дон} = 7500 \text{ Н}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \quad (67)$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{3,403^2}{1,3} \cdot 1,25 \cdot 10^{-7}$$

$$F_{расч} = 9,643 \text{ Н}$$

4.11 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд ПС зависит от типа ПС, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

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

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

Мощность трансформаторов собственных нужд ПС выбирается по нагрузкам собственных нужд с учётом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на ПС.

Расчётная нагрузка определяется по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \varphi}, \quad (68)$$

где $k_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки;

$P_{уст} = 400$ кВт – ориентировочная установленная активная мощность.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{400}{0,85}$$

$$S_{расч} = 376,47 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 400/10.

4.12 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 3EL2 123 kV с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 68.

Таблица 68 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
110	123	77	10	40

На стороне СН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 3EL2 36 kV, основные характеристики которого представлены в таблице 69.

Таблица 69 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения	Номинальное напряжение	Наибольшее длительно	Номинальный разрядный	Взрывобезопасность при токе
------------------	------------------------	----------------------	-----------------------	-----------------------------

сети, кВ	ОПН, кВ	допустимое рабочее напряжение, кВ	ток, кА	короткого замыкания 0,2 с, кА
35	36	24	10	25

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 3EL1 12 кВ с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 70.

Таблица 70 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	12	12	20	150

4.13 Разработка заземления и молниезащиты ПС «Игнатьево»

Основное электрооборудование ПС «Игнатьево» расположено на открытом воздухе на ОРУ ВН и ОРУ СН.

В процессе эксплуатации возможны значительные повышения напряжения – внутренние и грозовые перенапряжения.

Внутренние перенапряжения возникают в результате коммутаций. Коммутации могут быть оперативными, например, включение и отключение ненагруженной линии, отключение ненагруженных трансформаторов. Но чаще данный вид перенапряжения возникает при аварийных коммутациях в результате действия РЗА, например, при отключении выключателями КЗ, при внезапном сбросе нагрузки.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения). [16]

Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ, в большинстве случаев, производится путем присоединения их к заземлителю ПС, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих сетку на площади ПС.

4.13.1 Конструктивное исполнение заземления ПС «Игнатьево» и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Расчёт заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя.

Для расчёта заземлителя в виде сетки определим площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S=(A+2\cdot 1,5)\cdot(B+2\cdot 1,5), \quad (69)$$

где A - длина территории ОРУ, м;

B - ширина территории ОРУ, м.

$$S=(70,4+2\cdot 1,5)\cdot(56,7+2\cdot 1,5)$$

$$S= 4382 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 12 \text{ мм.}$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{м.п.} = \pi \cdot R^2 = 113 \text{ мм}^2, \quad (70)$$

где R - радиус провода.

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (71)$$

где $I_{кз}$ – ток КЗ;

t – время срабатывания релейной защиты, 0,5 с;

β – коэффициент термической стойкости, (для стали $\beta=21$).

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{4053^2 \cdot 0,5}{400 \cdot 21}}$$

$$F_{m.c.} = 31,27 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{ср} \cdot (D_{нр} + S_{ср}), \quad (72)$$

где $S_{ср} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0$

T – время использования заземлителя за 20 лет, мес.;

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_0$ – коэффициенты, зависящие от грунта.

$$S_{ср} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + (-0,0104) \cdot \ln 240 + 0,0224$$

$$S_{ср} = 0,67 \text{ мм}^2,$$

Тогда:

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (12 + 0,67),$$

$$F_{кор} = 26,58 \text{ мм}^2$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{m.n.} \geq F_{кор} + F_{m.c.} \quad (73)$$

$$113 \geq 26,58 + 35,798 = 57,852 \text{ мм}^2$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами $l_m = 5$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_3 = \frac{A + 2 \cdot 1,5}{l_m} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{B + 2 \cdot 1,5}{l_m} \cdot (A + 2 \cdot 1,5), \quad (74)$$

где l_m - расстояние между полосами сетки, м.

$$L_3 = \frac{70,4 + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (56,7 + 2 \cdot 1,5) + \frac{56,7 + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (70,4 + 2 \cdot 1,5)$$

$$L_3 = 1752,8 \text{ м}$$

Уточним длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороной \sqrt{S} . В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_3}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (75)$$

где L_3 - общая длина полос в сетке.

$$m = \frac{1752,8}{2\sqrt{4382}} - 1$$

$$m = 12,2$$

Принимаем: $m = 12$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 5,52 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчётной модели:

$$L = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (76)$$

где $m = 12$ - число ячеек.

$$L = 2\sqrt{4382} \cdot (12+1) = 1721,11 \text{ м}$$

Определим количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{\frac{a}{l_\epsilon} \cdot l_\epsilon} \quad (77)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, равное 12 м;

l_ϵ – длина вертикальных электродов, равная 2,5 м.

$$a = (0,25 \div 8) \cdot l_B = (0,25 \div 8) \cdot 5 = 2 \div 40$$

Тогда:

$$n_B = \frac{4\sqrt{4382}}{\frac{12}{2,5} \cdot 2,5} = 22,07$$

Принимаем: $n_B = 22$.

Определим стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{CT} = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_\epsilon \cdot l_\epsilon} \right), \quad (78)$$

где $\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения l_ϵ / \sqrt{S} , равный 0,38.

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{\rho_1 \cdot h_1 + \rho_2 \cdot h_2}{h_1 + h_2}, \quad (79)$$

где ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя грунта;

ρ_2 – удельное сопротивление нижнего слоя грунта;

h_1 – толщина верхнего слоя грунта;

h_2 – толщина нижнего слоя грунта.

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{K_c}, \quad (80)$$

где K_C – коэффициент сезонности;

ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя грунта.

$$\rho_2 = \frac{60}{1,8} = 33,33 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{ЭКВ} = \frac{60 \cdot 1 + 33,33 \cdot 6}{1 + 6}$$

$$\rho_{ЭКВ} = 37,143 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Тогда стационарное сопротивление заземлителя равно:

$$R_{СТ} = 37,143 \cdot \left(\frac{0,38}{\sqrt{4382}} + \frac{1}{1721,11 + 22 \cdot 2,5} \right)$$

$$R_{СТ} = 0,234 \text{ Ом.}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя. Для этого рассчитываем импульсный коэффициент по формуле:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{ЭКВ} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (81)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4382}}{(37,143 + 320) \cdot (40 + 45)}}$$

$$\alpha_H = 1,71$$

Тогда импульсное сопротивление заземлителя равно:

$$R_H = R_{СТ} \cdot \alpha_H, \quad (82)$$

где R_{CT} – стационарное сопротивление заземлителя;

α_{II} – импульсный коэффициент.

$$R_{II} = 0,234 \cdot 1,71 = 0,4 \text{ Ом}$$

Полученное значение сопротивления заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям. [14]

4.13.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Для защиты ОРУ от прямых ударов молнии наиболее простым и дешевым решением является применение стержневых молниеотводов, устанавливаемых на металлических конструкциях ОРУ и других высоких объектах, а также отдельно стоящими молниеотводами.[16]

Методика выбора молниеотводов основана на понятии «зона защиты», т.е. некоторое пространство в окрестности молниеотводов, внутри которого любое сооружение защищено от ударов молнии с надежностью не ниже заданной. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Зоны защиты двух стержневых молниеотводов приведены на рисунке 13.

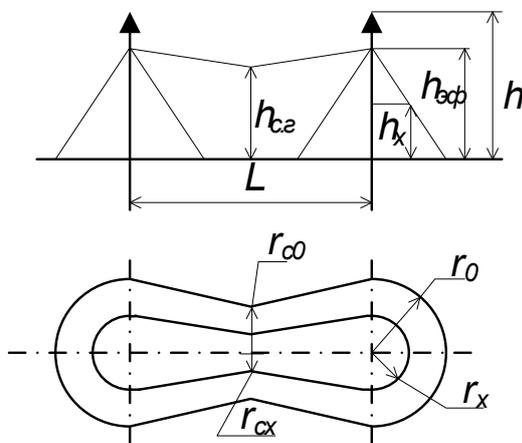


Рисунок 13 - Зоны защиты двух стержневых молниеотводов

Молниезащиту ПС «Игнатьево» выполним исходя из данных существующей молниезащиты.

Принимаем высоту молниеотвода: $h=18$ м, высоту защищаемого объекта: $h_x=10$ м.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (83)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 18 = 15,3 \text{ м.}$$

где h – высота молниеотвода, м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (84)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 18) \cdot 18 = 19,2 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны:

$$r_{c.0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2h)}{h}\right), \quad (85)$$

где L_{23} – расстояние между молниеотводами 2-3;

$$r_{c.0} = 19,2 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (44 - 2 \cdot 18)}{18}\right)$$

$$r_{c.0} = 17,5 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине пролёта между молниеотводами:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (86)$$

где $h_{эф}$ – эффективная высота молниеотвода, м.

$$h_{cx} = 15,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot (44 - 18) = 10,7 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{c.x} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right), \quad (87)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м.

$$r_{c.x} = 17,5 \cdot \left(\frac{10,7 - 10}{10,7} \right) = 1,14 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (88)$$

$$r_x = 19,2 \cdot \left(1 - \frac{10}{15,3} \right) = 6,65 \text{ м}$$

Аналогично проводится расчёт молниезащиты от остальных пар молниеотводов. Результаты расчёта сведены в таблицу 71.

Таблица 71 – Параметры зон молниезащиты ПС «Игнатьево»

Пара молниеотводов	L, м	h, м	hэф, м	hcx, м	r0, м	rc0, м	rx, м	rcx, м
2-3	44	18	15,3	10,7	19,2	17,5	6,65	1,14
3-4	20	18	15,3	15	19,2	22,6	7,8	7,5
4-5	44	18	15,3	10,7	19,2	17,5	6,65	1,14
2-5	20	18	15,3	15	19,2	22,6	7,8	7,5
1-2	60	30	25,5	20,1	31,2	31,2	19	15,7

3-6	25	18	15,3	14,1	19,2	21,5	7,4	6,2
-----	----	----	------	------	------	------	-----	-----

Результаты расчёта молниезащиты представлены в графической части ВКР.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Расстановка комплексов защиты при реконструкции электрической сети на участке ВЛ 35 кВ Игнатьево – Сергеевка

Для рассматриваемой ВЛ 35 кВ должно быть предусмотрено устройство релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном двухрелейном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения. В целях повышения чувствительности к повреждениям за трансформаторами с соединением обмоток звезда-треугольник допускается выполнение трёхрелейной защиты.

Защиту от многофазных замыканий следует выполнять с действием на сигнал. Для осуществления защиты допускается использовать устройство контроля изоляции.

От многофазных замыканий должны быть установлены преимущественно ступенчатые защиты тока.

Таким образом, для защиты линий 35 кВ выбираем трёхступенчатую дистанционную защиту и, согласно ПУЭ, для ВЛЭП 35 кВ с целью повышения надёжности отключения повреждения в начале линии может быть предусмотрена в качестве дополнительной защиты токовая отсечка без выдержки времени, для которых коэффициент чувствительности должен быть около 1,2 при КЗ в месте установки защиты в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме.

5.1.1 Токовая отсечка для линии с двухсторонним питанием

Отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3 – 0,6 с).

Селективность действия токовых отсечек достигается ограничением их зоны работы так, чтобы отсечка не действовала при КЗ на смежных участках сети, защита которых имеет выдержку времени, равную или больше, чем отсечка. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении в конце участка, за пределами которого отсечка не должна работать. Такой способ ограничения зоны действия основан на том, что ток КЗ зависит от величины сопротивления до места повреждения.

5.1.2 Дистанционная защита линии

Дистанционные защиты – это сложные направленные или ненаправленные защиты с относительной селективностью, выполненные с использованием минимальных реле сопротивления, реагирующих на сопротивление линии до места КЗ, которое пропорционально расстоянию, т.е. дистанции. Отсюда и происходит название дистанционной защиты (ДЗ). Дистанционные защиты реагируют на междуфазные КЗ. Для правильной работы дистанционной защиты необходимо наличие цепей тока от ТТ присоединения и цепей напряжения от ТН. При отсутствии или неисправности цепей напряжения возможна излишняя работа ДЗ при КЗ на смежных участках.

Для обеспечения селективности в сетях сложной конфигурации на ЛЭП с двухсторонним питанием ДЗ необходимо выполнять направленными, действующими при направлении мощности КЗ от шин в ЛЭП. Направленность действия ДЗ обеспечивается при помощи дополнительных

реле направления мощности, способных реагировать и на направление мощности КЗ.

На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трёхступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ. При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

5.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС «Игнатьево»

В процессе эксплуатации в обмотках трансформатора могут возникать КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформатора, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформатора, таких как перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Из этого следует, что защита трансформаторов должна выполнять следующие функции:

- 1) отключать трансформатор от всех источников питания при его повреждении;
- 2) отключать трансформатор от поврежденной части установки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором, а также при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей;
- 3) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции при перегрузке трансформатора, выделении газа из масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

В соответствии с ПУЭ на трёхобмоточных трансформаторах устанавливаются:

1) Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах – дифференциальная защита с микропроцессорным статическим токовым реле серии РСТ 15.

2) Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и резервирования действия защиты от внутренних повреждений – максимальная токовая защита (МТЗ).

3) Для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой – защиту от перегрузок, выполняемую с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени.

4) Для защиты от витковых замыканий в обмотках и понижения уровня масла – газовая защита, действующая на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании, и термосигнализатор с действием на сигнал.

5.2.1 Расчёт дифференциальной токовой защиты

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

1) на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше;

2) на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше;

3) на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ($K_q < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора устанавливаются трансформаторы тока со стороны всех его обмоток.

Вторичные обмотки соединяются в дифференциальную схему, и параллельно к ним подключается токовое реле.

Приведём расчёт дифференциальной токовой защиты, используя микропроцессорное статическое токовое дифференциальное реле серии РСТ 15.

Реле содержит следующие основные узлы: трансреактор (дифференцирующее звено), выпрямительный мост, полосовой фильтр, компаратор, элемент задержки на срабатывание, выходное реле, элементы питания схемы.

Датчик тока ТАУ – это трансреактор, нагрузкой которого служит выпрямительный мост, состоящий из двух диодов и двух резисторов. Благодаря трансреактору в узле формирования реле не попадают медленно затухающие апериодические составляющие, содержащиеся в дифференциальном токе.

Трансреактор ТАУ реле серии РСТ 15 имеет три первичные обмотки – одну основную с 30 витками и отводами от 12, 16, 20 и 25 витков и две дополнительные по три витка в каждой с отводом от первого витка. Отводы выведены на лицевую плату трансреактора и могут связываться гибкими проводами с выходными зажимами реле. Основная и дополнительные обмотки связаны между собой перемычками.

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3}U_{СР.НОМ}}, \quad (89)$$

где S_T – номинальная мощность трансформатора;

$U_{СР.НОМ}$ – номинальное напряжение из среднего ряда.

$$I_{НОМ} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,032 \text{ кА}$$

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{C.3.} = k_{отс} \cdot I_{НОМ} \quad (90)$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток высокой стороны трансформатора;

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$I_{C.3.} = 1,3 \cdot 32 = 41,6 \text{ A}$$

Рассчитаем первичный и вторичный токи сторон трансформатора.

Формулы и данные расчёта представлены в таблице 72.

Таблица 72 – Расчёт дифференциальной токовой защиты

Наименование Величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$\frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63$	$\frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330,66$
Схема соединения ТТ	-	Δ	Y
Коэффициент схемы	$k_{сх}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации ТТ	k_I	$31,63 \cdot \sqrt{3} = 54,78$	$330,66 \cdot 1 = 330,66$
		75/5	400/5
Тип ТТ	-	IOSK 123	4MA72
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{НОМ В} = \frac{I_{НОМ} \cdot k_{сх}}{k_I}$	$\frac{31,63 \cdot \sqrt{3}}{75 / 5} = 3,65$	$\frac{330,66 \cdot 1}{400 / 5} = 4,133$

Из таблицы следует, что в качестве основной следует брать сторону НН (11 кВ), имеющую больший вторичный номинальный ток.

Расчёт рабочих уставок произведём в следующем порядке. Определяем число витков трансреактора ТАВ1 для плеча дифференциальной защиты:

$$w_{\text{ОСН.}} = \frac{F_{\text{С.Р.}}}{I_{\text{НОМ.В.}}}, \quad (91)$$

где $F_{\text{С.Р.}}$ – МДС, равная 50 А.

$$w_{\text{ОСН.}} = \frac{50}{4,133} = 12,1$$

Округляем полученный результат до ближайшего меньшего значения, соответствующего числу витков какого-либо из отводов обмотки W1.

$$w_{\text{ОСН.}} = 12$$

Число витков основной обмотки трансреактора соответствует отводу 1.

Для определения числа витков трансреактора ТАВ1, которое требуется включать в другие плечи дифференциальной защиты, необходимо воспользоваться условием постоянства МДС срабатывания.

$$I_{1\text{С.З.}} \cdot w_{\text{ОСН.}} = I_{2\text{С.З.}} \cdot (w / 1 + w_{\text{ДОП.1}}) = I_{3\text{С.З.}} \cdot (w // 1 + w_{\text{ДОП.2}}), \quad (92)$$

где $W/1$ - число витков дифференциальной обмотки W1, к которым последовательно должна быть подключена уравнительная обмотка W3 с числом витков $W_{\text{доп.1}}$;

$W//1$ -число витков дифференциальной обмотки W1, к которым последовательно должна быть подключена уравнительная обмотка W3 с числом витков $W_{\text{доп.2}}$.

Номера отводов обмоток W1, W2, и W3 определяются по приведенным ниже данным.

Таблица 73 – Число витков обмотки W2, соответствующее отводам

Отвод W2	H2	5	K2
Wдоп.1, витков	0	1	3

Таблица 74 – Число витков обмотки W3, соответствующее отводам

Отвод W3	НЗ	6	КЗ
Wдоп.2, витков	0	1	3

При заданной величине тока срабатывания $I_{с.з.}$ и выбранном числе витков обмотки W1 трансреактора определяем необходимую уставку реле по относительному току срабатывания по формуле:

$$I_{cp}^* = \frac{I_{с.з.} \cdot W_{OCH}}{100K}, \quad (93)$$

где K – коэффициент кратности.

$$I_{cp}^* = \frac{41,6 \cdot 12}{100 \cdot 2} = 2,496$$

Реле имеют следующие уставки по току срабатывания в долях от номинального тока: 0,4; 0,5; 0,65; 0,9; 1,2 при коэффициенте кратности шкалы $K=1$, а также предусмотрена возможность дискретного увеличения уставок в два раза ($K=2$).

5.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора

На трансформаторах наряду с защитами, действующими при повреждении в трансформаторе и его соединениях, предусматриваются резервные защиты для действия при внешних КЗ в случае отказа защит или выключателей смежных элементов. Одновременно они являются основными защитами шин, на которые работает трансформатор, если на шинах отсутствует собственная защита. В качестве защит от внешних КЗ применяются токовые защиты с выдержкой времени с включением реле на полные токи фаз и на их симметричные составляющие. Эти защиты реагируют и на внутренние КЗ, поэтому могут использоваться как резервные или даже как основные защиты трансформаторов.

Для трёхобмоточных трансформаторов с двухсторонним питанием

блокировка по напряжению осуществляется со стороны НН и СН. Защиты на сторонах ВН и СН резервируют как основные защиты трансформатора, так и отходящие присоединения своей стороны. Защита на стороне НН действует с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени отключается выключатель на стороне НН присоединения трансформатора, со второй выдержкой времени отключаются все выключатели трансформатора. Защита на стороне СН действует с тремя выдержками времени: с первой – отключается секционный выключатель стороны СН, со второй выдержкой времени отключается выключатель стороны СН, с третьей – все выключатели трансформатора. Защита на стороне ВН согласуется по времени с защитами сторон НН и СН и имеет наибольшую выдержку времени.

5.2.3 Защита от перегрузки

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трёхобмоточного трансформатора следует руководствоваться размещением устройств сигнализации перегрузки со всех трёх сторон.

5.2.4 Газовая защита

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

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

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

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

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

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также

способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

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

5.3 Автоматика на ПС «Игнатьево»

Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания.

Выдержка времени АВР отстроена от наибольшего времени срабатывания защит отходящих от шин присоединений. Выдержка времени АВР выбрана таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе из-за возникновения КЗ в сети, до отключения этих повреждений.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием РЗ, вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. Опыт эксплуатации показывает, что многие повреждения в системах электроснабжения промышленных предприятий являются неустойчивыми и самоустраиваются. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов

системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбирательного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Устройства АПВ в соответствии с должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) устройства АПВ не должны действовать: при отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления; при автоматическом отключении выключателя защитой непосредственно после включения его персоналом; при отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо;

2) устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства;

3) устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом;

4) при применении АПВ необходимо предусматривать ускорение действия защиты на случай неуспешного АПВ; ускорение действия защиты после неуспешного АПВ выполняют с помощью устройства ускорения после включения выключателя, которое используют и при включении выключателя по другим причинам (от ключа управления, телеуправления или устройства АВР); не следует ускорять действие защиты после включения выключателя, когда линия уже включена под напряжение другим своим выключателем;

6 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА УЧАСТКЕ ПС «БЛАГОВЕЩЕНСКАЯ» – ПС «СЕРГЕЕВКА»

6.1 Выбор эквивалента сети для расчёта режимов

Для расчётов нормальных и послеаварийных режимов составляем схему замещения реконструируемой сети для дальнейшего расчёта в ПК RastrWin3. Данный эквивалент представлен на рисунке 14.

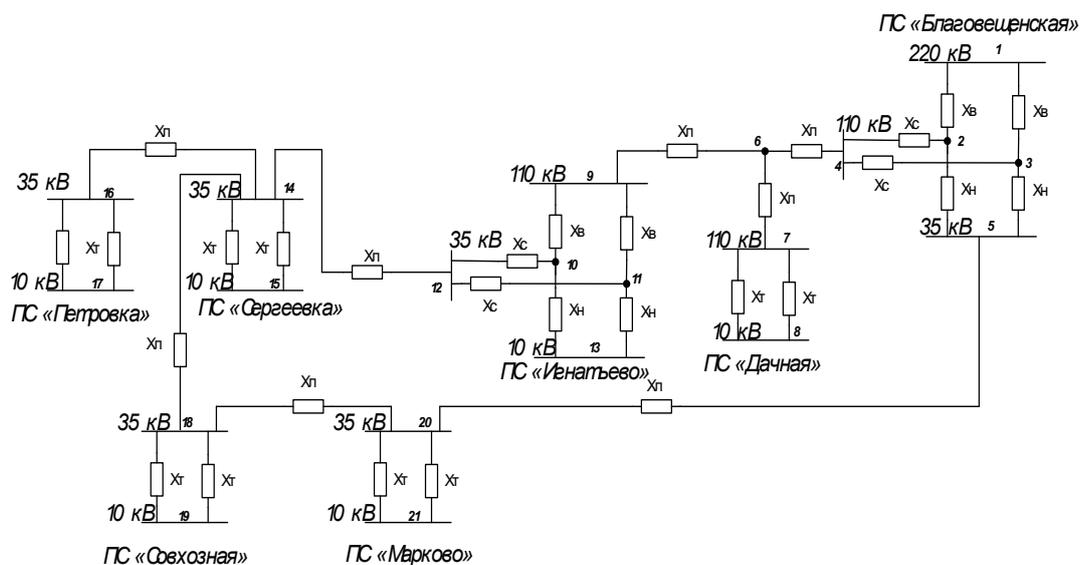


Рисунок 14 – Схема замещения для расчёта режимов

6.2 Выбор и характеристика ПК для расчёта режимов

Основная задача расчёта правильно оценить состояние энергосистемы в нормальных и послеаварийных режимах и определить корректность и достаточность выбранного оборудования.

В качестве ПК используется RastrWin3, который предназначен для решения задач по расчёту, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Основные особенности ПК:

- Расчёт установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ);

- Полный расчёт всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- Расчёт установившихся режимов с учётом отклонения частоты (без балансирующего узла);
- Эквивалентирование (упрощение) электрических сетей;
- Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- Расчёт положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ);
- Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения⁴
- Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учётом зависимости допустимого тока от температуры;
- Сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

6.3 Подготовка исходных данных для расчёта

Для нахождения активного сопротивления ВЛЭП воспользовались формулой:

$$R_{л} = r_{уд} \cdot L, \quad (94)$$

где $r_{уд}$ - активное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

L - длина линии, км.

Реактивное сопротивление ВЛЭП определили по формуле:

$$X_{л} = x_{уд} \cdot L, \quad (95)$$

где $x_{уд}$ - реактивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

L - длина линии, км;

Активную и реактивную проводимость трансформаторов на стороне 110 кВ определили соответственно по формулам:

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{НОМ}^2} \cdot 10^3, \quad (96)$$

где ΔP_{XX} – потери холостого хода в трансформаторе;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение трансформатора.

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{НОМ}^2} \cdot 10^3, \quad (97)$$

где ΔQ_{XX} – потери реактивной мощности при холостом ходе в трансформаторе;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение трансформатора.

Коэффициент трансформации трансформатора для ПВК RastrWin3 рассчитали по формуле:

$$K_{Тв-н} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}, \quad (98)$$

где $U_{НН}$ – напряжение низкой стороны трансформатора;

$U_{ВН}$ – напряжение высокой стороны трансформатора.

Результаты расчётов исходных данных отображены в таблице 75.

Таблица 75 – Исходные данные для расчёта режимов в ПВК RastrWin3

Элемент сети	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	K_T
ТМТН-6300/110/35	$R_{ВН}=9,7$	$X_{ВН}=225,7$	1,06	5,72	$K_{ТВС}=0,335$
	$R_{СН}=9,7$	$X_{НН}=131,2$			$K_{ТВН}=0,096$
	$R_{НН}=9,7$				
ТМН-4000/110	27,03	292,82	1,912	2,73	0,087

1	2	3	4	5	6
ТМН-1000/35	7,9	49,8	-	-	0,314
ТМН-630/35	14,9	79,6	-	-	0,314
АС-35/6,2	Сер.-П.: 31,59	Сер.-П.: 145,41	-	-	-
АС-70/11	Бл.-отп: 1,97 И.-Сер: 10,63 И.-отп: 7,67 Отп.-Д.: 0,42	Бл.-отп: 2,04 И.-Сер: 10,71 И.-отп: 7,93 Отп.-Д.: 0,44	- - - - -	Бл.-отп: -11,7 И.-отп: -45,6 Отп.-Д.: -2,5	- - - -
АС-95/16	М.-Сов.: 4,28 Сер.-Сов.: 4,52	М.-Сов.: 5,89 Сер.-Сов.: 6,21	- -	- -	- -
АС-120/27	Бл.-М.: 7,94	Бл.-М.: 13	-	-	-

6.4 Расчёт максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок)

Установившийся режим работы электрической сети является допустимым, если не нарушены ограничения, наложенные на режимные параметры, характеризующие работу сети и отдельных ее элементов, а также требования устойчивости ЭЭС.

Наиболее критичными ограничениями являются: ограничения по нагрузке оборудования и по отклонению напряжений от номинальных значений.

В ПВК RastrWin3 был произведён расчёт режима наибольших нагрузок. В качестве исходных данных были взяты величины, просчитанные в п. 6.3. Задались средними прогнозируемыми нагрузками в режиме наибольших нагрузок. Подробный расчёт представлен в таблицах 76-83.

Таблица 76 – Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
База	1	ВН ПС Благовещенская	220	1			11,5	4	220	220	
Нагр	2	О.точка1 ПС Благовещенская	220	1						219,6	-0,4
Нагр	3	О.точка2 ПС Благовещенская	220	1						219,6	-0,4
Нагр	4	СН ПС Благовещенская	110	1						115,5	-0,4
Нагр	5	НН ПС Благовещенская	35	1						36,7	-0,53
Нагр	6	отп. Дачная	110	1						115,28	-0,45
Нагр	7	ВН ПС Дачная	110	1						115,25	-0,46
Нагр	8	НН ПС Дачная	10	1	5,7	1,1				9,83	-4,07
Нагр	9	ВН ПС Игнатьево	110	1						114,86	-0,51
Нагр	10	О.точка1 ПС Игнатьево	110	1						112,42	-2,39
Нагр	11	О.точка2 ПС Игнатьево	110	1						112,42	-2,39
Нагр	12	СН ПС Игнатьево	35	1						37,63	-2,35
Нагр	13	НН ПС Игнатьево	10	1	2,1	0,7				10,74	-3,01
Нагр	14	ВН ПС Сергеевка	35	1						36,62	-2,37
Нагр	15	НН ПС Сергеевка	10	1	0,7	0,2				9,49	-3,55
Нагр	16	ВН ПС Петровка	35	1						33,36	-11,82
Нагр	17	НН ПС Петровка	10	1	1,4	0,3				10,35	-13,63
Нагр	18	ВН ПС Совхозная	35	1						36,53	-2,06
Нагр	19	НН ПС Совхозная	10	1	0,5	0,1				9,51	-2,91
Нагр	20	ВН ПС Марково	35	1						36,53	-1,66
Нагр	21	НН ПС Марково	10	1	0,6	0,2				9,48	-2,7

Таблица 77 – Трансформаторы

N	Название	Тип	N_B	N_C	N_H	N_0
1	ТМТН-6300/110/35	3х-обм	9	12	13	10
2	ТМТН-6300/110/35	3х-обм	9	12	13	11
3	АТДЦТН-125000/220/110	АТ	1	4	5	2
4	АТДЦТН-125000/220/110	АТ	1	4	5	3

Данные трансформаторов необходимы для построения графики в ПВК.

Таблица 78 – Районы

№-н	Район	Рген	Рнаг	Др	Рпотр	Рвн
1	1	12	11	0,43	12	0

Таблица 79 – Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач
Тр-р	1	2	ВН ПС Благовещенская - О.точка1 ПС Благовещенская	0,55	59,2	11,8	1			-6	-2
Тр-р	1	3	ВН ПС Благовещенская - О.точка2 ПС Благовещенская	0,55	59,2	11,8	1			-6	-2
Тр-р	2	4	О.точка1 ПС Благовещенская - СН ПС Благовещенская	0,48			0,526			-5	-2
Тр-р	3	4	О.точка2 ПС Благовещенская - СН ПС Благовещенская	0,48			0,526			-5	-2
Тр-р	2	5	О.точка1 ПС Благовещенская - НН ПС Благовещенская	3,2	131		0,167			-1	0
Тр-р	3	5	О.точка2 ПС Благовещенская - НН ПС Благовещенская	3,2	131		0,167			-1	0
ЛЭП	4	6	СН ПС Благовещенская - отп. Дачная	1,97	2,04	-11,7				-10	-3
ЛЭП	6	9	отп. Дачная - ВН ПС Игнатьево	7,67	7,93	-45,6				-4	-2
Тр-р	9	10	ВН ПС Игнатьево - О.точка1 ПС Игнатьево	9,7	225,7	5,7	1			-2	-1
Тр-р	9	11	ВН ПС Игнатьево - О.точка2 ПС Игнатьево	9,7	225,7	5,7	1			-2	-1
Тр-р	10	12	О.точка1 ПС Игнатьево - СН ПС Игнатьево	9,7			0,335			-1	-1
Тр-р	11	12	О.точка2 ПС Игнатьево - СН ПС Игнатьево	9,7			0,335			-1	-1
Тр-р	10	13	О.точка1 ПС Игнатьево - НН ПС Игнатьево	9,7	131,2		0,096			-1	0
Тр-р	11	13	О.точка2 ПС Игнатьево - НН ПС Игнатьево	9,7	131,2		0,096			-1	0
ЛЭП	12	14	СН ПС Игнатьево - ВН ПС Сергеевка	10,63	10,71					-2	-2
Тр-р	14	15	ВН ПС Сергеевка - НН ПС Сергеевка	14,9	79,6		0,262	1	3	0	0
Тр-р	14	15	ВН ПС Сергеевка - НН ПС Сергеевка	14,9	79,6		0,262	1	4	0	0
ЛЭП	14	16	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Петровка	31,59	145,41					-2	-1
Тр-р	16	17	ВН ПС Петровка - НН ПС Петровка	7,9	49,8		0,314			-1	0
Тр-р	16	17	ВН ПС Петровка - НН ПС Петровка	7,9	49,8		0,314			-1	0
ЛЭП	14	18	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Совхозная	4,52	6,21					1	-1
Тр-р	18	19	ВН ПС Совхозная - НН ПС Совхозная	14,9	79,6		0,262	1	5	0	0
Тр-р	18	19	ВН ПС Совхозная - НН ПС Совхозная	14,9	79,6		0,262	1	6	0	0
ЛЭП	18	20	ВН ПС Совхозная - ВН ПС Марково	4,28	5,89					1	-1
Тр-р	20	21	ВН ПС Марково - НН ПС Марково	14,9	79,6		0,262	1	7	0	0
Тр-р	20	21	ВН ПС Марково - НН ПС Марково	14,9	79,6		0,262	1	8	0	0
ЛЭП	20	5	ВН ПС Марково - НН ПС Благовещенская	7,94	13					2	-1
Тр-р	7	8	ВН ПС Дачная - НН ПС Дачная	27	292,82	2,7	0,087			-3	-1
Тр-р	7	8	ВН ПС Дачная - НН ПС Дачная	27	292,82	2,7	0,087			-3	-1
ЛЭП	6	7	отп. Дачная - ВН ПС Дачная	0,42	0,44	-2,5				-6	-1

Таблица 80 – Районы-потери

Район	Др	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_Тр
U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	XX_тр-р
1	0,43	0,23	0,17	0,06	0,2	0,2
110		0,08	0,03	0,05	0,08	0,08
35		0,15	0,14	0,02		

Исходя из данных таблицы 80, делаем вывод, что суммарные потери активной мощности в рассматриваемой сети в режиме максимальных нагрузок составляют 0,43 МВт.

Таблица 81 – Анцапфы

N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	Кнейт	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	Игнатъево	%	+	РПН	ВН	1	10	110	9	- 1,78	9	1,78
2	Игнатъево	%	+	РПН	ВН	1	10	110	9	- 1,78	9	1,78
3	Сергеевка	%	+	РПН	ВН	1	10	35	6	-1,5	6	1,5
4	Сергеевка	%	+	РПН	ВН	1	10	35	6	-1,5	6	1,5
5	Совхозная	%	+	РПН	ВН	1	10	35	6	-1,5	6	1,5
6	Совхозная	%	+	РПН	ВН	1	10	35	6	-1,5	6	1,5
7	Марково	%	+	РПН	ВН	1	10	35	6	-1,5	6	1,5
8	Марково	%	+	РПН	ВН	1	10	35	6	-1,5	6	1,5
9	Петровка	%	+	РПН	ВН	1	10	35	6	-1,5	6	1,5
10	Петровка	%	+	РПН	ВН	1	10	35	6	-1,5	6	1,5
11	Дачная	%	+	РПН	ВН	1	10	110	4	-2,5	4	2,5
12	Дачная	%	+	РПН	ВН	1	10	110	4	-2,5	4	2,5

Таблица 82 - Напряжения

Номер	Название	U_ном	V	dV
4	СН ПС Благовещенская	110	115,5	5
12	СН ПС Игнатъево	35	37,63	7,53
13	НН ПС Игнатъево	10	10,74	7,44
15	НН ПС Сергеевка	10	9,49	-5,1
21	НН ПС Марково	10	9,48	-5,2

В таблице «напряжения» из ПВК RastrWin3 по умолчанию задана выборка отображения узлов с отклонением напряжения больше 5%.

В режиме максимальных нагрузок, согласно рекомендациям ПУЭ, напряжение на шинах НН ПС должно быть не ниже 1,05-1,1 U_{ном}.

Напряжения регулируем, используя РПН. Дополнительных КУ не требуется, т.к. согласно пункту 2.5.3 КРМ в рассматриваемой сети не нужна.

Таблица 83 – Токовая нагрузка ЛЭП

√_на	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	N_I(t)	Iдоп_25	коп_рац	I/I_доп
4	6	СН ПС Благовещенская - отп. Дачная	51	52	ВН	1	265	329,9	15,6
6	9	отп. Дачная - ВН ПС Игнатъево	22	23	ВН	1	265	329,9	7,1
12	14	СН ПС Игнатъево - ВН ПС Сергеевка	39	39	ВН	1	265	329,9	11,8
14	16	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Петровка	26	26	ВН	1	175	217,9	11,8
14	18	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Совхозная	16	16	ВН	1	330	410,8	3,9
18	20	ВН ПС Совхозная - ВН ПС Марково	20	20	ВН	1	330	410,8	4,9
20	5	ВН ПС Марково - НН ПС Благовещенская	28	28	ВН	1	375	466,9	6
6	7	отп. Дачная - ВН ПС Дачная	30	30	ВН	1	265	329,9	9,1

6.5 Расчёт минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)

В ПВК RastrWin3 был произведён расчёт режима наименьших нагрузок. Для расчёта задались средними прогнозируемыми нагрузками в режиме наименьших нагрузок. Подробный расчёт представлен в таблицах 84 - 89.

Таблица 84 – Узлы

Тип	Номер	Название	U ном	Район	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V зд	V	Delta
База	1	ВН ПС Благовещенская	220	1			3,9	2,8	220	220	
Нагр	2	О.точка1 ПС Благовещенская	220	1						219,77	-0,13
Нагр	3	О.точка2 ПС Благовещенская	220	1						219,77	-0,13
Нагр	4	СН ПС Благовещенская	110	1						115,6	-0,13
Нагр	5	НН ПС Благовещенская	35	1						36,73	-0,14
Нагр	6	отп. Дачная	110	1						115,49	-0,14
Нагр	7	ВН ПС Дачная	110	1						115,48	-0,14
Нагр	8	НН ПС Дачная	10	1	2	1,1				10,09	-1,36
Нагр	9	ВН ПС Игнатьево	110	1						115,27	-0,13
Нагр	10	О.точка1 ПС Игнатьево	110	1						113,28	-0,83
Нагр	11	О.точка2 ПС Игнатьево	110	1						113,28	-0,83
Нагр	12	СН ПС Игнатьево	35	1						37,93	-0,8
Нагр	13	НН ПС Игнатьево	10	1	0,8	0,2				10,1	-1,05
Нагр	14	ВН ПС Сергеевка	35	1						37,32	-0,65
Нагр	15	НН ПС Сергеевка	10	1	0,3	0,1				10,3	-1,11
Нагр	16	ВН ПС Петровка	35	1						36,86	-2,28
Нагр	17	НН ПС Петровка	10	1	0,3	0,1				10,21	-2,57
Нагр	18	ВН ПС Совхозная	35	1						37,1	-0,53
Нагр	19	НН ПС Совхозная	10	1	0,2	0,2				10,23	-0,79
Нагр	20	ВН ПС Марково	35	1						36,93	-0,4
Нагр	21	НН ПС Марково	10	1	0,3	0,3				10,14	-0,76

Таблица 85 – Напряжения

Номер	Название	U ном	V	dV
4	СН ПС Благовещенская	110	115,6	5,09
12	СН ПС Игнатьево	35	37,93	8,38
14	ВН ПС Сергеевка	35	37,32	6,62
16	ВН ПС Петровка	35	36,86	5,32
18	ВН ПС Совхозная	35	37,1	6
20	ВН ПС Марково	35	36,93	5,52

В режиме минимальных нагрузок, согласно рекомендациям ПУЭ, напряжение на шинах НН ПС должно быть не ниже $U_{ном}$. Что детально отображено в таблице узлы.

Таблица 86 – Районы

Нр-н	Район	Pген	Pнаг	Dp	Pпотр	Pвн
1	1	4	4	0,24	4	0

Таблица 87 – Районы-потери

Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_Тр
U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	XX_тр-р
1	0,24	0,05	0,04	0,01	0,2	0,2
110		0,02	0,01	0,01	0,08	0,08
35		0,03	0,03	0		

Исходя из данных таблицы 87, делаем вывод, что суммарные потери активной мощности в рассматриваемой сети в режиме минимальных нагрузок составляют 0,24 МВт.

Таблица 88 – Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_ант	БД_ант	P_нач	Q_нач
Тр-р	1	2	ВН ПС Благовещенская - О.точка1 ПС Благовещенская	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-2	-1
Тр-р	1	3	ВН ПС Благовещенская - О.точка2 ПС Благовещенская	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-2	-1
Тр-р	2	4	О.точка1 ПС Благовещенская - СН ПС Благовещенская	0,48				0,526			-2	-1
Тр-р	3	4	О.точка2 ПС Благовещенская - СН ПС Благовещенская	0,48				0,526			-2	-1
Тр-р	2	5	О.точка1 ПС Благовещенская - НН ПС Благовещенская	3,2	131			0,167			0	0
Тр-р	3	5	О.точка2 ПС Благовещенская - НН ПС Благовещенская	3,2	131			0,167			0	0
ЛЭП	4	6	СН ПС Благовещенская - отп. Дачная	1,97	2,04	-12					-4	-3
ЛЭП	6	9	отп. Дачная - ВН ПС Игнатьево	7,67	7,93	-46					-1	-2
Тр-р	9	10	ВН ПС Игнатьево - О.точка1 ПС Игнатьево	9,7	225,7	5,7	1,1	1			-1	-1
Тр-р	9	11	ВН ПС Игнатьево - О.точка2 ПС Игнатьево	9,7	225,7	5,7	1,1	1			-1	-1
Тр-р	10	12	О.точка1 ПС Игнатьево - СН ПС Игнатьево	9,7				0,335			0	-1
Тр-р	11	12	О.точка2 ПС Игнатьево - СН ПС Игнатьево	9,7				0,335			0	-1
Тр-р	10	13	О.точка1 ПС Игнатьево - НН ПС Игнатьево	9,7	131,2			0,089	9	1	0	0
Тр-р	11	13	О.точка2 ПС Игнатьево - НН ПС Игнатьево	9,7	131,2			0,089	9	2	0	0
ЛЭП	12	14	СН ПС Игнатьево - ВН ПС Сергеевка	10,63	10,71						-1	-1
Тр-р	14	15	ВН ПС Сергеевка - НН ПС Сергеевка	14,9	79,6			0,277	5	3	0	0
Тр-р	14	15	ВН ПС Сергеевка - НН ПС Сергеевка	14,9	79,6			0,277	5	4	0	0
ЛЭП	14	16	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Петровка	31,59	145,4						0	0
Тр-р	16	17	ВН ПС Петровка - НН ПС Петровка	7,9	49,8			0,277	5	9	0	0
Тр-р	16	17	ВН ПС Петровка - НН ПС Петровка	7,9	49,8			0,277	5	10	0	0
ЛЭП	14	18	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Совхозная	4,52	6,21						0	-1
Тр-р	18	19	ВН ПС Совхозная - НН ПС Совхозная	14,9	79,6			0,277	5	5	0	0
Тр-р	18	19	ВН ПС Совхозная - НН ПС Совхозная	14,9	79,6			0,277	5	6	0	0
ЛЭП	18	20	ВН ПС Совхозная - ВН ПС Марково	4,28	5,89						0	-1
Тр-р	20	21	ВН ПС Марково - НН ПС Марково	14,9	79,6			0,277	5	7	0	0
Тр-р	20	21	ВН ПС Марково - НН ПС Марково	14,9	79,6			0,277	5	8	0	0
ЛЭП	20	5	ВН ПС Марково - НН ПС Благовещенская	7,94	13						0	-1
Тр-р	7	8	ВН ПС Дачная - НН ПС Дачная	27	292,8	2,7	1,9	0,089	4	11	-1	-1
Тр-р	7	8	ВН ПС Дачная - НН ПС Дачная	27	292,8	2,7	1,9	0,089	4	12	-1	-1
ЛЭП	6	7	отп. Дачная - ВН ПС Дачная	0,42	0,44	-2,5					-2	-1

Таблица 89 – Токовая загрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	N_I(t)	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_dop
4	6	СН ПС Благовещенская - отп. Дачная	22	22	ВН	1	265	329,9	6,7
6	9	отп. Дачная - ВН ПС Игнатьево	11	13	ВН	1	265	329,9	3,9
12	14	СН ПС Игнатьево - ВН ПС Сергеевка	24	24	ВН	1	265	329,9	7,2
14	16	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Петровка	4	4	ВН	1	175	217,9	2,1
14	18	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Совхозная	18	18	ВН	1	330	410,8	4,3
18	20	ВН ПС Совхозная - ВН ПС Марково	15	15	ВН	1	330	410,8	3,6
20	5	ВН ПС Марково - НН ПС Благовещенская	10	10	ВН	1	375	466,9	2,1
6	7	отп. Дачная - ВН ПС Дачная	12	12	ВН	1	265	329,9	3,7

Данные токовой загрузки ЛЭП не превышают длительно допустимые

значения токов.

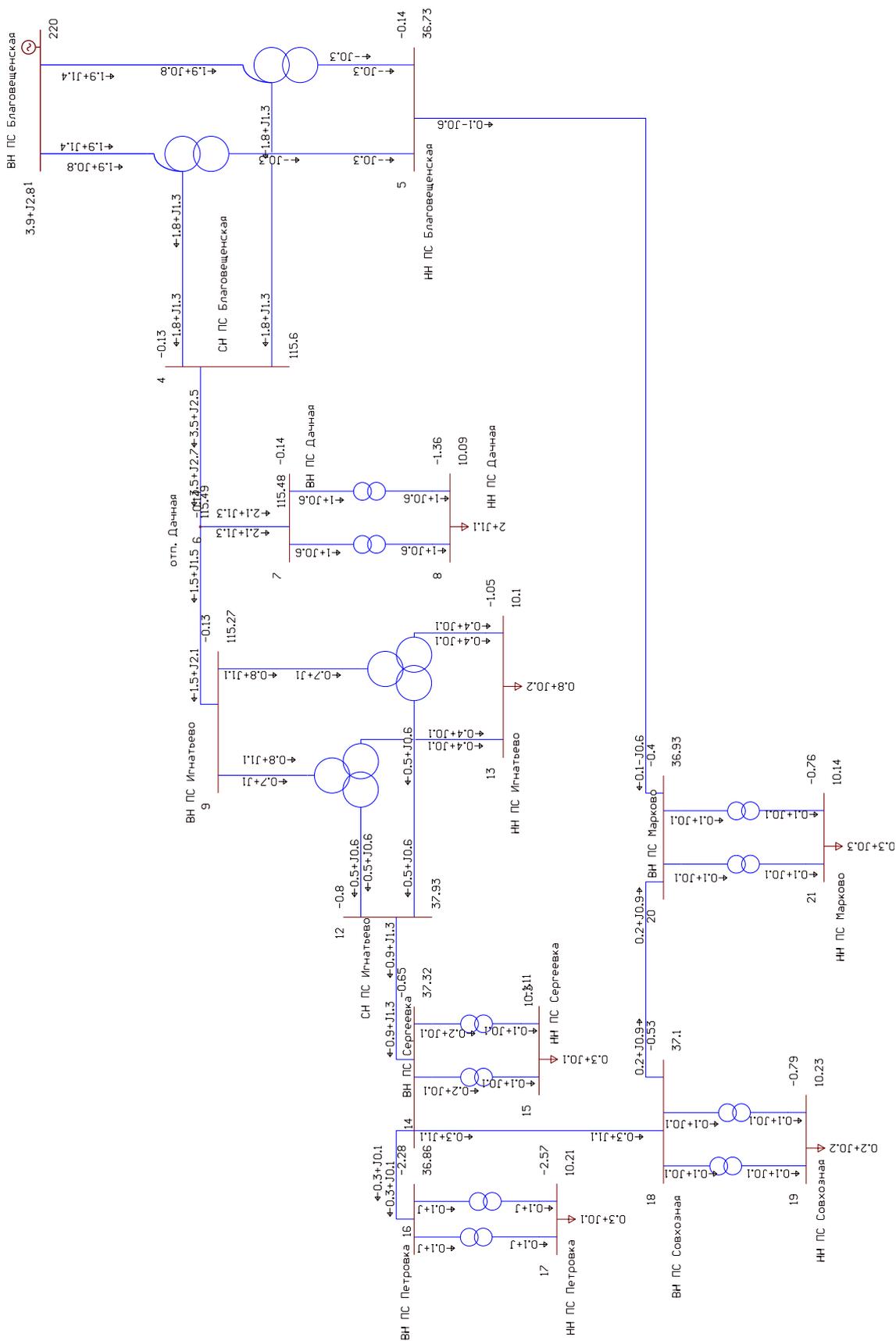


Рисунок 16 – Графика в минимальном режиме

6.6 Расчёт характерных послеаварийных режимов и их анализ

Послеаварийный режим – режим, возникающий после отключения аварийного элемента. Для рассматриваемой сети смоделируем два послеаварийных режима:

- 1) Отключение ЛЭП, а именно головного участка 35 кВ Благовещенская-Марково, чтобы проанализировать загруженность электрической сети, питающейся от ЛЭП 110 кВ Благовещенская-отпайка.
- 2) Отключение одного трёхобмоточного трансформатора ТМТН-6300/110/35 на ПС «Игнатьево». Данное отключение произвели, поскольку согласно пункту 2.5.4 ВКР предполагаем работу одного трансформатора на ПС.

Расчёт послеаварийных режимов произведён для режима максимальных нагрузок и представлен в таблицах 90-95.

- 1) Отключение ЛЭП

Таблица 90 – Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
База	1	ВН ПС Благовещенская	220	1			11,6	4,4	220	220	
Нагр	2	О.точка1 ПС Благовещенская	220	1						219,55	-0,4
Нагр	3	О.точка2 ПС Благовещенская	220	1						219,55	-0,4
Нагр	4	СН ПС Благовещенская	110	1						115,48	-0,4
Нагр	5	НН ПС Благовещенская	35	1						36,66	-0,4
Нагр	6	отп. Дачная	110	1						115,22	-0,48
Нагр	7	ВН ПС Дачная	110	1						115,2	-0,49
Нагр	8	НН ПС Дачная	10	1	5,7	1,1				9,82	-4,1
Нагр	9	ВН ПС Игнатьево	110	1						114,7	-0,62
Нагр	10	О.точка1 ПС Игнатьево	110	1						112,7	-3,52
Нагр	11	О.точка2 ПС Игнатьево	110	1						112,7	-3,52
Нагр	12	СН ПС Игнатьево	35	1						37,71	-3,5
Нагр	13	НН ПС Игнатьево	10	1	2,1	0,7				10,77	-4,14
Нагр	14	ВН ПС Сергеевка	35	1						36,41	-4,59
Нагр	15	НН ПС Сергеевка	10	1	0,7	0,2				9,57	-5,78
Нагр	16	ВН ПС Петровка	35	1						33,13	-14,16
Нагр	17	НН ПС Петровка	10	1	1,4	0,3				10,28	-16
Нагр	18	ВН ПС Совхозная	35	1						36,22	-4,85
Нагр	19	НН ПС Совхозная	10	1	0,5	0,1				9,56	-5,7
Нагр	20	ВН ПС Марково	35	1						36,11	-4,97
Нагр	21	НН ПС Марково	10	1	0,6	0,2				9,49	-6,03

Таблица 91 – Ветви

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анф	Д_анф	P_нач	Q_нач
	Тр-р	1	2	ВН ПС Благовещенская - О.точка1 ПС Благовещенская	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-6	-2
	Тр-р	1	3	ВН ПС Благовещенская - О.точка2 ПС Благовещенская	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-6	-2
	Тр-р	2	4	О.точка1 ПС Благовещенская - СН ПС Благовещенская	0,48				0,526			-6	-1
	Тр-р	3	4	О.точка2 ПС Благовещенская - СН ПС Благовещенская	0,48				0,526			-6	-1
	Тр-р	2	5	О.точка1 ПС Благовещенская - НН ПС Благовещенская	3,2	131			0,167			0	0
	Тр-р	3	5	О.точка2 ПС Благовещенская - НН ПС Благовещенская	3,2	131			0,167			0	0
	ЛЭП	4	6	СН ПС Благовещенская - отп. Дачная	1,97	2,04	-11,7					-12	-3
	ЛЭП	6	9	отп. Дачная - ВН ПС Игнатьево	7,67	7,93	-45,6					-6	-2
	Тр-р	9	10	ВН ПС Игнатьево - О.точка1 ПС Игнатьево	9,7	225,7	5,7	1,1	1			-3	-1
	Тр-р	9	11	ВН ПС Игнатьево - О.точка2 ПС Игнатьево	9,7	225,7	5,7	1,1	1			-3	-1
	Тр-р	10	12	О.точка1 ПС Игнатьево - СН ПС Игнатьево	9,7				0,335			-2	-1
	Тр-р	11	12	О.точка2 ПС Игнатьево - СН ПС Игнатьево	9,7				0,335			-2	-1
	Тр-р	10	13	О.точка1 ПС Игнатьево - НН ПС Игнатьево	9,7	131,2			0,096			-1	0
	Тр-р	11	13	О.точка2 ПС Игнатьево - НН ПС Игнатьево	9,7	131,2			0,096			-1	0
	ЛЭП	12	14	СН ПС Игнатьево - ВН ПС Сергеевка	10,63	10,71						-4	-1
	Тр-р	14	15	ВН ПС Сергеевка - НН ПС Сергеевка	14,9	79,6			0,266	2	4	0	0
	Тр-р	14	15	ВН ПС Сергеевка - НН ПС Сергеевка	14,9	79,6			0,266	2	5	0	0
	ЛЭП	14	16	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Петровка	31,59	145,41						-2	-1
	Тр-р	16	17	ВН ПС Петровка - НН ПС Петровка	7,9	49,8			0,314			-1	0
	Тр-р	16	17	ВН ПС Петровка - НН ПС Петровка	7,9	49,8			0,314			-1	0
	ЛЭП	14	18	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Совхозная	4,52	6,21						-1	0
	Тр-р	18	19	ВН ПС Совхозная - НН ПС Совхозная	14,9	79,6			0,266	2	5	0	0
	Тр-р	18	19	ВН ПС Совхозная - НН ПС Совхозная	14,9	79,6			0,266	2	6	0	0
	ЛЭП	18	20	ВН ПС Совхозная - ВН ПС Марково	4,28	5,89						-1	0
	Тр-р	20	21	ВН ПС Марково - НН ПС Марково	14,9	79,6			0,266	2	7	0	0
	Тр-р	20	21	ВН ПС Марково - НН ПС Марково	14,9	79,6			0,266	2	8	0	0
x	ЛЭП	20	5	ВН ПС Марково - НН ПС Благовещенская	7,94	13							
	Тр-р	7	8	ВН ПС Дачная - НН ПС Дачная	27	292,82	2,7	1,9	0,087			-3	-1
	Тр-р	7	8	ВН ПС Дачная - НН ПС Дачная	27	292,82	2,7	1,9	0,087			-3	-1
	ЛЭП	6	7	отп. Дачная - ВН ПС Дачная	0,42	0,44	-2,5					-6	-1

Таблица 92 – Районы

№-н	Район	№об	Рген	Рнаг	Др	Рпотр	Рвн
1	1		12	11	0,49	12	0

Таблица 93 – Районы-потери

Район	Др	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_Тр
U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	XX_тр-р
1	0,49	0,29	0,22	0,07	0,2	0,2
110		0,1	0,04	0,06	0,08	0,08
35		0,19	0,17	0,02		

Исходя из данных таблицы 93, делаем вывод, что суммарные потери активной мощности в рассматриваемой сети в аварийном режиме отключения ЛЭП на головном участке 35 кВ составляют 0,49 МВт.

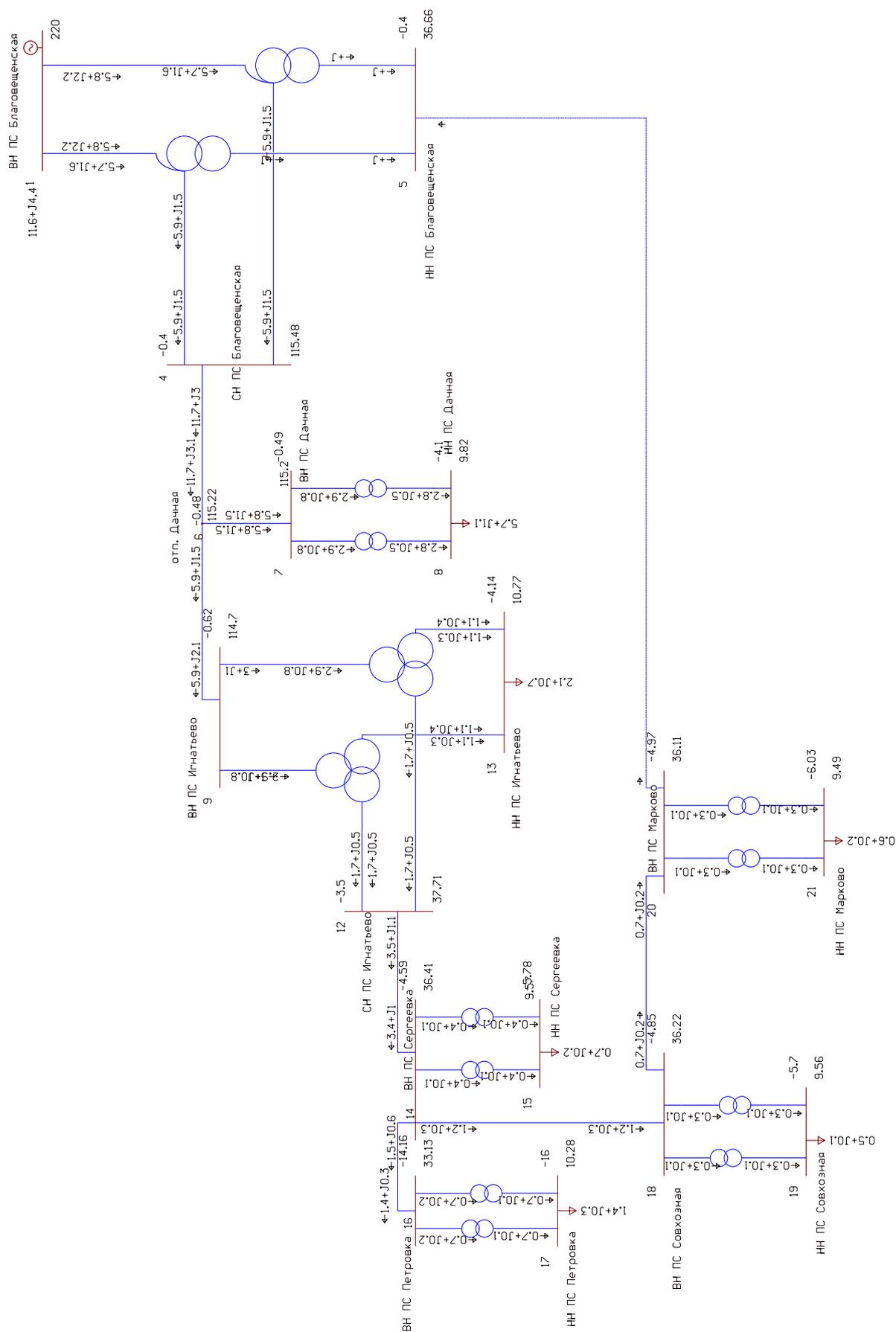


Рисунок 17 – Графика в режиме отключения ЛЭП

Таблица 94 – Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	N_I(t)	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_доп
4	6	СН ПС Благовещенская - отп. Дачная	60	60	ВН	1	265	329,9	18,3
6	9	отп. Дачная - ВН ПС Игнатьево	31	32	ВН	1	265	329,9	9,6
12	14	СН ПС Игнатьево - ВН ПС Сергеевка	56	56	ВН	1	265	329,9	17,1
14	16	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Петровка	26	26	ВН	1	175	217,9	11,9
14	18	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Совхозная	19	19	ВН	1	330	410,8	4,6
18	20	ВН ПС Совхозная - ВН ПС Марково	11	11	ВН	1	330	410,8	2,7
20	5	ВН ПС Марково - НН ПС Благовещенская			ВН	1	375	466,9	
6	7	отп. Дачная - ВН ПС Дачная	30	30	ВН	1	265	329,9	9,1

Данные токовой нагрузки ЛЭП не превышают длительно допустимые значения токов.

Таблица 95 – Напряжения

Номер	Название	U_ном	V	dV
12	СН ПС Игнатьево	35	37,71	7,73
13	НН ПС Игнатьево	10	10,77	7,72
16	ВН ПС Петровка	35	33,13	-5,33
21	НН ПС Марково	10	9,49	-5,06

Отклонения напряжения не превышают ± 10 %. Регулирование напряжения производили с помощью РПН.

2) Отключение трансформатора

Таблица 96 – Узлы

S	Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
	База	1	ВН ПС Благовещенская	220	1			11,6	4,3	220	220	
	Нагр	2	О.точка1 ПС Благовещенская	220	1						219,56	-0,4
	Нагр	3	О.точка2 ПС Благовещенская	220	1						219,56	-0,4
	Нагр	4	СН ПС Благовещенская	110	1						115,49	-0,4
	Нагр	5	НН ПС Благовещенская	35	1						36,68	-0,6
	Нагр	6	отп. Дачная	110	1						115,28	-0,45
	Нагр	7	ВН ПС Дачная	110	1						115,25	-0,46
	Нагр	8	НН ПС Дачная	10	1	5,7	1,1				9,83	-4,07
	Нагр	9	ВН ПС Игнатьево	110	1						114,92	-0,48
x	Нагр	10	О.точка1 ПС Игнатьево	110	1							-5,22
	Нагр	11	О.точка2 ПС Игнатьево	110	1						110,08	-3,44
	Нагр	12	СН ПС Игнатьево	35	1						36,84	-3,36
	Нагр	13	НН ПС Игнатьево	10	1	2,1	0,7				10,47	-4,73
	Нагр	14	ВН ПС Сергеевка	35	1						36,09	-3,12
	Нагр	15	НН ПС Сергеевка	10	1	0,7	0,2				9,75	-4,34
	Нагр	16	ВН ПС Петровка	35	1						32,7	-12,91
	Нагр	17	НН ПС Петровка	10	1	1,4	0,3				10,14	-14,79
	Нагр	18	ВН ПС Совхозная	35	1						36,13	-2,64
	Нагр	19	НН ПС Совхозная	10	1	0,5	0,1				9,53	-3,5
	Нагр	20	ВН ПС Марково	35	1						36,25	-2,08
	Нагр	21	НН ПС Марково	10	1	0,6	0,2				9,53	-3,13

Таблица 97 – Ветви

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач
	Тр-р	1	2	ВН ПС Благовещенская - О.точка1 ПС Благовещенская	0,55	59,2	11,8	1			-6	-2
	Тр-р	1	3	ВН ПС Благовещенская - О.точка2 ПС Благовещенская	0,55	59,2	11,8	1			-6	-2
	Тр-р	2	4	О.точка1 ПС Благовещенская - СН ПС Благовещенская	0,48			0,526			-4	-2
	Тр-р	3	4	О.точка2 ПС Благовещенская - СН ПС Благовещенская	0,48			0,526			-4	-2
	Тр-р	2	5	О.точка1 ПС Благовещенская - НН ПС Благовещенская	3,2	131		0,167			-1	0
	Тр-р	3	5	О.точка2 ПС Благовещенская - НН ПС Благовещенская	3,2	131		0,167			-1	0
	ЛЭП	4	6	СН ПС Благовещенская - отп. Дачная	1,97	2,04	-11,7				-9	-3
	ЛЭП	6	9	отп. Дачная - ВН ПС Игнатьево	7,67	7,93	-45,6				-3	-2
x	Тр-р	9	10	ВН ПС Игнатьево - О.точка1 ПС Игнатьево	9,7	226	5,7	1				
	Тр-р	9	11	ВН ПС Игнатьево - О.точка2 ПС Игнатьево	9,7	226	5,7	1			-3	-2
x	Тр-р	10	12	О.точка1 ПС Игнатьево - СН ПС Игнатьево	9,7			0,335				
	Тр-р	11	12	О.точка2 ПС Игнатьево - СН ПС Игнатьево	9,7			0,335			-1	-2
x	Тр-р	10	13	О.точка1 ПС Игнатьево - НН ПС Игнатьево	9,7	131		0,096				
	Тр-р	11	13	О.точка2 ПС Игнатьево - НН ПС Игнатьево	9,7	131		0,096			-2	-1
	ЛЭП	12	14	СН ПС Игнатьево - ВН ПС Сергеевка	10,63	10,7					-1	-2
	Тр-р	14	15	ВН ПС Сергеевка - НН ПС Сергеевка	14,9	79,6		0,273	4	3	0	0
	Тр-р	14	15	ВН ПС Сергеевка - НН ПС Сергеевка	14,9	79,6		0,273	4	4	0	0
	ЛЭП	14	16	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Петровка	31,59	145					-2	-1
	Тр-р	16	17	ВН ПС Петровка - НН ПС Петровка	7,9	49,8		0,314			-1	0
	Тр-р	16	17	ВН ПС Петровка - НН ПС Петровка	7,9	49,8		0,314			-1	0
	ЛЭП	14	18	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Совхозная	4,52	6,21					1	-1
	Тр-р	18	19	ВН ПС Совхозная - НН ПС Совхозная	14,9	79,6		0,266	2	5	0	0
	Тр-р	18	19	ВН ПС Совхозная - НН ПС Совхозная	14,9	79,6		0,266	2	6	0	0
	ЛЭП	18	20	ВН ПС Совхозная - ВН ПС Марково	4,28	5,89					2	-1
	Тр-р	20	21	ВН ПС Марково - НН ПС Марково	14,9	79,6		0,266	2	7	0	0
	Тр-р	20	21	ВН ПС Марково - НН ПС Марково	14,9	79,6		0,266	2	8	0	0
	ЛЭП	20	5	ВН ПС Марково - НН ПС Благовещенская	7,94	13					2	0
	Тр-р	7	8	ВН ПС Дачная - НН ПС Дачная	27	293	2,7	0,087			-3	-1
	Тр-р	7	8	ВН ПС Дачная - НН ПС Дачная	27	293	2,7	0,087			-3	-1
	ЛЭП	6	7	отп. Дачная - ВН ПС Дачная	0,42	0,44	-2,5				-6	-1

Таблица 98 – Напряжения

Номер	Название	U_ном	V	dV
12	СН ПС Игнатьево	35	36,84	5,27
16	ВН ПС Петровка	35	32,7	-6,56

Отклонения напряжения не превышают ± 10 %. Регулирование напряжения производили с помощью РПН.

Таблица 99 – Районы

Нр-н	Район	Ноб	Рген	Рнаг	Др	Рпотр	Рвн
1	1		12	11	0,43	12	0

Таблица 100 – Районы-потери

Район	Др	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_Тр
U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	XX_тр-р
1	0,43	0,24	0,17	0,07	0,18	0,18
35		0,16	0,15	0,02		
110		0,08	0,02	0,05	0,06	0,06

Исходя из данных таблицы 100, делаем вывод, что суммарные потери активной мощности в рассматриваемой сети в аварийном режиме отключения трансформатора на ПС «Игнатьево» составляют 0,43 МВт.

Таблица 101 – Токовая загрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	N_I(t)	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_доп
4	6	СН ПС Благовещенская - отп. Дачная	47	47	ВН	1	265	329,9	14,4
6	9	отп. Дачная - ВН ПС Игнатьево	18	20	ВН	1	265	329,9	5,9
12	14	СН ПС Игнатьево - ВН ПС Сергеевка	29	29	ВН	1	265	329,9	8,9
14	16	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Петровка	26	26	ВН	1	175	217,9	12,1
14	18	ВН ПС Сергеевка - ВН ПС Совхозная	23	23	ВН	1	330	410,8	5,5
18	20	ВН ПС Совхозная - ВН ПС Марково	30	30	ВН	1	330	410,8	7,2
20	5	ВН ПС Марково - НН ПС Благовещенская	39	39	ВН	1	375	466,9	8,4
6	7	отп. Дачная - ВН ПС Дачная	30	30	ВН	1	265	329,9	9,1

Данные токовой загрузки ЛЭП не превышают длительно допустимые значения токов.

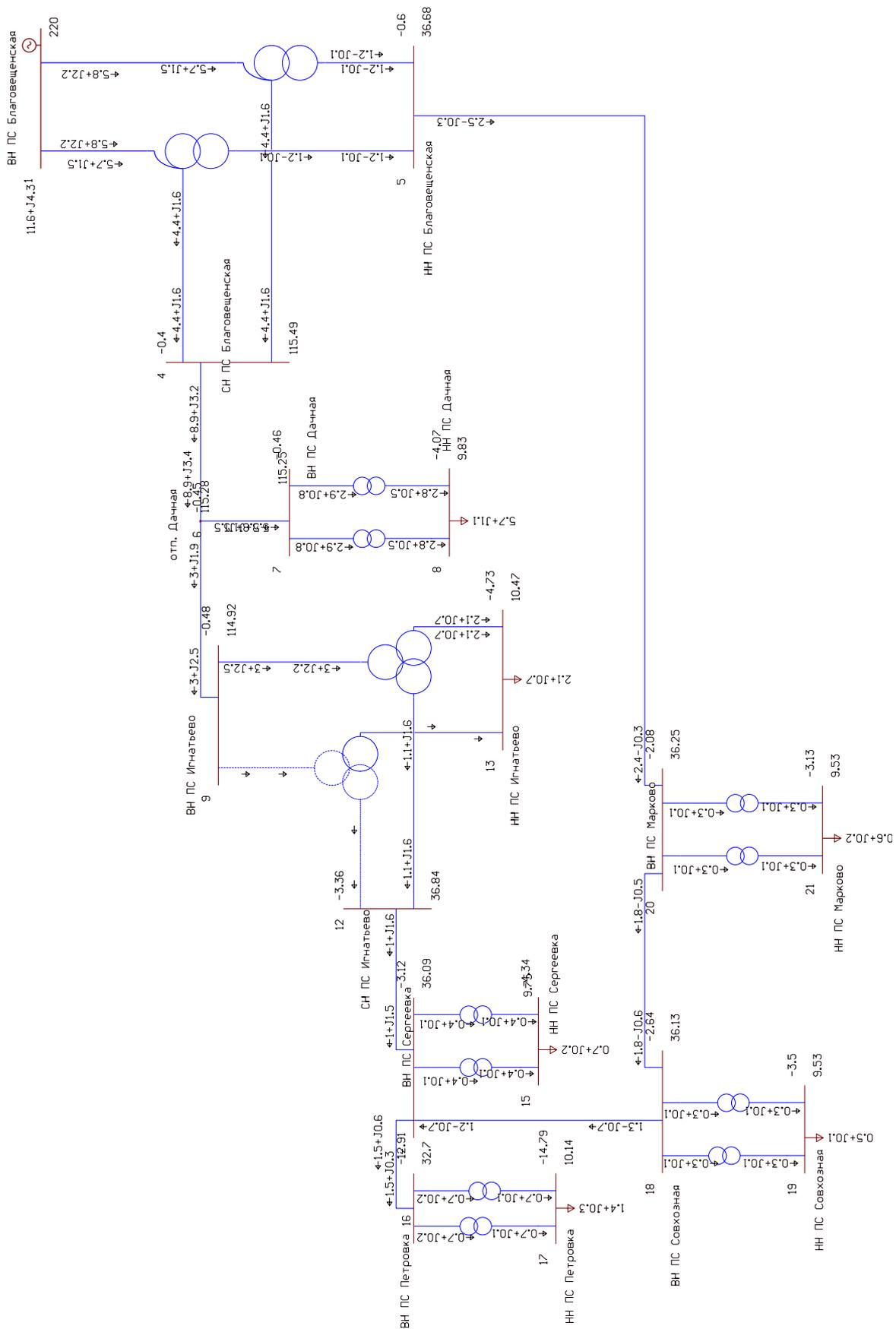


Рисунок 18 – Графика в режиме отключения трансформатора

7 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТА

Экономическая оценка эффективности инвестиций в реконструируемые объекты заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов.

В пунктах 2.5.6-2.5.8 данной ВКР были рассчитаны: капитальные вложения в ПС и ВЛЭП реконструируемых объектов с учётом демонтажа; издержки на амортизацию заменяемых объектов электрооборудования; издержки на ремонт и эксплуатацию; а также издержки на потери электроэнергии в трансформаторах и ВЛЭП. Были рассчитаны приведённые затраты для выбранного варианта реконструкции электрических сетей.

В настоящем разделе ВКР произведём аналогичный расчёт для электрооборудования электрической сети, которые не подлежали замене.

Капиталовложения на сооружения ЛЭП рассчитаем по формуле 99:

$$K_{ЛЭП} = K_{0(35)} \cdot L \sum_{(35)} \cdot n_{Ц(35)} + K_{0(110)} \cdot L \sum_{(110)} \cdot n_{Ц(110)}, \quad (99)$$

где $K_{0(110)} = 1050$ тыс.руб./км – для ЛЭП на стальных опорах в одноцепном исполнении на номинальное напряжение 110 кВ.

$$K_{ЛЭП} = 470 \cdot 69,79 \cdot 2 + 1050 \cdot 23,46 \cdot 3 = 134,8 \text{ млн. руб.}$$

С учётом коэффициентов капиталовложения на сооружение ВЛЭП равны $K_{ЛЭП} = 2,22$ млрд. руб.

Рассчитаем капиталовложения в ПС с учётом вида ОРУ и выключателей согласно алгоритму, представленному в п. 2.5.6 ВКР. Результаты расчётов сведём в таблицу 102. Суммарные капиталовложения в ПС просчитаны с учётом коэффициентов.

Таблица 102 – Капитальные вложения в ПС

Подстанция	Квыкл, млн.руб.	Ктранс., млн.руб.	Кзем., тыс.руб.	КΣ, млн.руб.
Дачная	14	-	35	218
Игнатьево	10,35	3,8	70	220,9
Сергеевка	5,75	-	10,5	89,48
Петровка	2,3	-	21	36,05
Совхозная	4,6	-	8,4	71,58
Марково	4,6	-	8,4	71,58

Суммарные капитальные вложения в ПС составят $K_{ПС}=707,6$ млн. руб.

Издержки на ремонт и эксплуатацию составляют $I_{ЭКС} = 54,24$ млн.руб. / год.

Далее по формулам рассчитаем нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ.

$$\Delta W_{ВЛ,Благ.-Опт.} = 99,315 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{ВЛ,И.-Опт.} = 47,716 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{ВЛ,И.-Сер.} = 58,117 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Суммарные нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ составят $\Delta W_{ВЛ, \Sigma \text{нагр.}} = 205,148 \text{ МВт} \cdot \text{год}$.

Рассчитываем потери в трансформаторах.

Нагрузочные потери для трансформатора на ПС «Игнатьево» определяются по формуле 24.

$$\Delta W_{НАГР.ИГН.} = 14,966 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Потери холостого хода: $\Delta W_{ХХ.ИГН.} = 245280 \text{ кВт} \cdot \text{год}$.

Тогда издержки стоимости потерь электроэнергии согласно формуле 26 составят:

$$I_{\Delta W} = 393,699 \text{ тыс. руб. / год.}$$

Приведённые затраты составят $Z = 347,3 \text{ млн. руб.}$

К полученным результатам приведённых затрат суммируем затраты на реконструкцию электрической сети. Тогда приведённые затраты для всей рассматриваемой электрической сети составят $Z = 623,8 \text{ млн. руб.}$

7.1 Расчёт себестоимости передачи электроэнергии

Полная себестоимость передачи электрической энергии зависит от следующих факторов:

- цена на строительство ВЛЭП и удельные показатели стоимости ПС. Чем выше эти цены, тем больше они влияют на затраты по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию сетей (через амортизационные отчисления);

- структура электрических сетей по напряжению и протяжённости. Чем больше доля низших напряжений, тем больше потери и их удельная стоимость.

- себестоимость (тарифы) энергии, поступающей в сети.

Существенное влияние на увеличение себестоимости передачи энергии оказывает повышение цены на материальные ресурсы и условия ремонтно-эксплуатационного обслуживания сетей. Неблагоприятные климатические условия, разбросанность сетей также обуславливает увеличение себестоимости передачи электрической энергии.

Электроэнергия, потреблённая за год, определяется по следующей формуле:

$$W = P_{cp} \cdot 8760, \tag{100}$$

где $R_{ср}$ – средняя прогнозируемая нагрузка в режиме максимальных нагрузок на ПС «Игнатьево»;

8760 – количество часов в году.

$$W = 2,122 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 18,589 \cdot 10^6 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Для нахождения прочих затрат необходимо определить фонд заработной платы. Исходные данные приведены в таблице 103.

Таблица 103 – Определение численности персонала

Показатель	Количество единиц, шт (км)	Условная единица, члк/сто ед.	Численность, члк
Рабочие			
2х транс-е ПС	6	3	0,18
ВЛЭП	148,42	4	5,9
Прочие		2,5	0,03
Σ кол-во человек = 6,11			
Подразделение		Должность	Численность, члк
Инженерно-технические работники			
Оперативно-диспетчерское		Диспетчер	1
Вычислительный отдел		Инженер-программист	1
По организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования и трансформаторов		Мастер	0,5
По организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания электрических сетей		Инженер	0,5

1	2	3
Σ кол-во человек = 3		
Административно-управленческий персонал		
Функция управления		Численность, чел
Общее руководство		1
Бухгалтерский учёт и финансовая деятельность		0,5
Материально-техническое снабжение и хозяйственное обслуживание		0,5
Производственно-техническая деятельность		0,5
Организация охраны труда и ТБ		1
Технико-экономическое планирование		0,5
Σ кол-во человек = 4		

Таким образом, штатная численность персонала составит 13,11 человек.

Рассчитаем ФЗП с учётом, что средняя заработная плата по энергетической отрасли составляет 32061 руб.

$$\text{ФЗП} = 12 \cdot 13,11 \cdot 32061 = 5,044 \text{ млн. руб.}$$

Прочие расходы определяем по формуле 101:

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКС}} + \text{ФЗП}) + 0,03 \sum K, \quad (101)$$

где ФЗП – фонд заработной платы.

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (99,6 + 74,21 + 5,044) + 0,03 \cdot 4491$$

$$I_{IP} = 188,386 \text{ млн. руб. / год}$$

Общие годовые затраты определяются по следующей формуле

$$I = I_{AM} + I_{ЭКС} + \text{ФЗП} + I_{\Delta W} + I_{IP}$$

$$I = 99,6 + 74,21 + 5,044 + 0,878 + 188,386 = 368,118 \text{ млн. руб.}$$

Себестоимость передачи электроэнергии определим следующим образом:

$$C = \frac{I}{W}, \quad (102)$$

где I – общие годовые затраты;

W – электроэнергия, потреблённая за год.

$$C = \frac{368,118}{18,589 \cdot 10^6} = 1,98$$

В таблице 104 сведены основные данные для расчёта себестоимости

Таблица – 104 Расчёт себестоимости

Амортизация основных средств при реконструкции, млн.руб/год	99,6
Затраты на ремонт и эксплуатации, млн.руб/год	74,21
Затраты на потери электроэнергии, млн.руб/год	0,878
ФОТ, млн.руб/год	5,044
Прочие расходы, млн.руб/год	188,386
Электричество, потреблённая за год, кВт·ч	$18,589 \cdot 10^6$
Общие годовые затраты, млн.руб/год	368,118
Себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии, руб./кВт·ч	1,98

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

8.1 Безопасность проекта

Безопасность - состояние деятельности, при которой с определенной вероятностью исключаются потенциальные опасности, влияющие на здоровье человека.

На реконструируемой ПС «Игнатьево» установлено современное электрическое оборудование, которое оснащено различными устройствами релейной защиты и автоматики, телемеханики, что может представлять повышенную опасность для персонала. Поэтому его обслуживание может быть доверено только высококвалифицированному, хорошо обученному, в совершенстве владеющему знаниями и навыками персоналу.

В данном разделе ВКР рассматриваются:

- а) общие вопросы ТБ при эксплуатации электроустановок подстанции и монтаже;
- б) охрана труда на ПС;
- в) противопожарные мероприятия на ПС;
- г) охрана окружающей среды.

При монтаже и эксплуатации ПС, при осмотрах, ремонтах необходимо соблюдать меры предосторожности от попадания под действие электрического тока, избегать получения тяжелых травм с летальным исходом.

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. [13] При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в специализированных Центрах подготовки персонала (учебных комбинатах, Учебно-тренировочных центрах и т.п.). Также необходимо отметить следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы:

1) работники электромонтажных организаций периодически должны проходить медицинское освидетельствование;

2) перед началом электромонтажных работ на территории строящейся ПС рабочим необходимо провести инструктаж по общим правилам ТБ и особым условиям работы;

3) по окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в «Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте»;

4) административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде, соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, правил ТБ и выполнять указания, полученные при инструктажах;

5) лица, нарушившие требования правил ТБ, несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке;

6) нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается;

7) электромонтажные работы на территории ПС разрешается производить лицам не моложе восемнадцати лет, которые прошли:

а) соответствующее медицинское освидетельствование;

б) вводный инструктаж;

в) обучение безопасным методам труда;

г) проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;

д) первичный инструктаж;

е) стажировку в течение первых трёх-десяти смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

8) все лица, выполняющие электромонтажные работы, должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты в соответствии с характером и условиями работы на основании типовых отраслевых норм;

9) все лица, находящиеся на строительном-монтажной площадке, обязаны носить защитные каски и без них, а также других средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются. Средства защиты с просроченным сроком годности использовать запрещается.

Для безопасного выполнения переключений в РУ персонал должен строго соблюдать следующие действия: [12]

1) отключить токоведущие части, на которых предполагается проводить работы;

2) отключить токоведущие части, к которым не исключено случайное прикосновение или приближение на опасное расстояние;

3) принять меры, препятствующие ошибочной подаче напряжения к месту работ;

4) установить предупредительные плакаты;

5) установить временные ограждения из изолирующих материалов;

6) проверить все зажимы отключенного оборудования и всех выводов выключателя на отсутствие напряжения;

7) заземлить отключенные токоведущие части со всех сторон, откуда может быть подано напряжение;

8) установить на месте работы плакат «Работать здесь!».

В соответствии с требованиями для обеспечения нормальных условий труда предусматривается:

- компоновка подстанции, обеспечивающая возможность применения при ремонтах и эксплуатации автокранов, инвентарных устройств и средств малой механизации;

- рабочее и аварийное освещение;

- отопление ОПУ;
- электромагнитная блокировка коммутационных аппаратов, исключающая ошибочные действия персонала при оперативных переключениях.

В РУ, где установлены силовые маслonaполненные трансформаторы, при вытекании масла и возникновении вследствие этого короткого замыкания внутри трансформатора может произойти возгорание.

Во избежание пожара необходимо следить за исправностью маслonaполненных аппаратов, за нормальным уровнем масла в них и отсутствием течи масла.

При обнаружении возгорания дежурная бригада в первую очередь производит всестороннее отключение горящего оборудования от сети и приступает к тушению пожара, применяя сухой огнетушитель или песок. В случае необходимости дежурная бригада вызывает пожарных.

При выполнении монтажных и наладочных работ вблизи маслonaполненных аппаратов разведение открытого огня, использование огневых приборов, производство сварки, курение запрещены.

Слив масла, заполнение емкостей и промывка оборудования маслом могут производиться, если в радиусе не менее 10 м не используется открытый огонь, огневые приборы, не выполняются сварочные работы.

Электроустановки должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения. Все работники должны проходить противопожарный инструктаж.

При эксплуатации электроустановок должны применяться меры для предупреждения или ограничения вредного воздействия на окружающую среду снижения звукового давления, вибрации, электрических и магнитных полей и иных вредных физических воздействий. Напряженность электрического и магнитного полей не должны превышать предельно допустимых уровней этих факторов, шумовое воздействие – норм звуковой мощности оборудования, установленных соответствующими санитарными

нормами и стандартами. Поскольку в рассматриваемой электрической сети на каждой подстанции установлены масляные трансформаторы, то при эксплуатации маслonaполненного оборудования должны быть разработаны мероприятия по предотвращению аварийных выбросов его в окружающую среду.

В РУ должны быть смонтированы маслоприёмники, маслоотводы и маслосборники в соответствии с требованиями ПУЭ.

8.2 Экологичность проекта

Вредными факторами на подстанциях рассматриваемой электрической сети могут быть загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом, изъятие земли для расширения ПС «Игнатьево».

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы, которые заливаются трансформаторным маслом.

При реконструкции с целью предотвращения или снижения неблагоприятных экологических последствий и сохранения оптимальных условий жизни, должны быть проведены инженерно-экологические изыскания. Инженерно-экологические изыскания должны проводиться в районе реконструкции и включать:

- предварительный прогноз возможных изменений окружающей среды и ее компонентов при реализации намечаемой деятельности;

- разработку рекомендаций по предотвращению вредных экологических последствий предполагаемой инженерно-хозяйственной деятельности;

- обоснование природоохранных мероприятий по сохранению и восстановлению экологической обстановки.

При реконструкции ПС и ВЛЭП должны выполняться современные технические требования в части охраны:

- атмосферного воздуха;

- почв и грунтов.

В части соблюдения санитарных норм по:

- электрическим и магнитным полям в селитебной зоне или на рабочем месте персонала, обслуживающего электрическое оборудование;
- шуму в селитебной зоне или на рабочем месте персонала, обслуживающего электрическое оборудование
- соблюдения нормативных документов по электромагнитным полям.

Технология строительства при реконструкции ПС и ВЛЭП должна обеспечивать безопасность жизни и здоровья человека и экологическую безопасность в части воздействий на компоненты природной среды.

При демонтаже и, соответственно, ликвидации электрооборудования на подстанциях рассматриваемой сети необходимо выполнение:

- рекультивации земель, отводимых во временное пользование;
- противоэрозионных мероприятий;
- санитарных норм при складировании образующихся отходов во время проведения работ по ликвидации.

Утилизация выведенного из эксплуатации оборудования должна производиться в соответствии с инструкциями по эксплуатации конкретного типа оборудования, а также с действующим законодательством в области охраны окружающей среды.

При утилизации металла сортовые металлы после удаления краски или поверхностного покрытия, в соответствии с маркой и состоянием поверхности, использоваться для новых изделий непосредственно или после переплавки. Крупные стальные и алюминиевые части могут применяться, например, для рам или корпусов механизмов.

При утилизации маслonaполненного оборудования отработанное масло необходимо слить в технологические ёмкости и отправить на регенерацию. Должны быть выполнены мероприятия по предотвращению попадания трансформаторного масла на рельеф местности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной ВКР была предложена реконструкция электрических сетей на участке ПС «Благовещенская» - ПС «Сергеевка». Было определено рациональное напряжение участков с учётом роста электрических нагрузок до 2020 года, в результате предложено электрическую сеть на участке ПС «Игнатьево» - ПС «Сергеевка» перевести на номинальное напряжение 35 кВ.

Произвели прогноз и расчёт электрических нагрузок подстанций. Проанализировали режим работы исходной электрической сети и электрооборудования подстанций. В результате анализа произвели демонтаж силовых трансформаторов, РУ ВН ПС «Сергеевка», сечений ВЛ, которые не удовлетворяют послеаварийному режиму работы. Выбрали основное электрооборудование для реконструируемой электрической сети.

Произвели в ПВК RastrWin3 расчёт токов КЗ, для выбора современного электрооборудования на ПС «Игнатьево». Рассчитали молниезащиту и заземление данной ПС.

Описали комплексы РЗиА для защиты силового трансформатора на ПС «Игнатьево» и ВЛЭП.

Произвели расчёт нормальных и послеаварийных режимов реконструируемой электрической сети в ПВК RastrWin3, убедились, что загрузка выбранных силовых трансформаторов на подстанциях, загрузка выбранных сечений проводов удовлетворяют требованиям. Также отклонения напряжения рассматриваемой сети находятся в пределах допустимого.

Рассчитали себестоимость электроэнергии, произвели анализ основных опасных факторов в части защиты окружающей среды, рассмотрели вопросы ТБ при эксплуатации электрической сети и подстанций.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Баков, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ / Ю. В. Баков. — М. : Энергоатомиздат, 2007.— 272 с.
- 2 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2013.
- 3 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, Крючков И. П. – Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.
- 4 Растрвин. Ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.01.2011. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. – 20.02.2016
- 5 Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2013. – 280с.
- 7 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2012. – 376 с.
- 8 Приказ МинЭнерго России № 49 «О компенсации реактивной мощности»
- 9 Приказ Минэнерго России от 1 марта 2016 г. № 147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 гг.»
- 10 Приказ Министерства энергетики РФ от 19 июня 2013 г. № 309 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2013-2019 годы».
- 11 Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 12 февраля 2016 г. № КЦ/2016-02ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на Февраль 2016 года»

12 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, в ред. изменений и дополнений утв. Минтрудом РФ 18.02.2003, Минэнерго РФ 20.02.2003

13 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей

14 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2011. – 880 с.

15 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2011. – 592 с.

16 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2011.

17 Приказ Минэнерго России от 1 марта 2016 г. № 147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 гг.»