

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110, 220 кВ  
Амурской области в связи с расширением ООО «Амурский ГХК» при вводе  
пиролизного производства.

Исполнитель  
студент группы 142-об2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.В. Белавин

Руководитель  
доктор. техн. наук,  
профессор

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

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

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

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

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Белавина Егора Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 110, 220 кВ в Амурской области в связи с расширением ООО «Амурский ГХК» при вводе пиролизного производства

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч )

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы производственной и преддипломной практик, в том числе электрическая схема подстанции, однолинейные схемы подстанций, контрольные замеры

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, разработка вариантов сети, расчет токов короткого замыкания, расчет и анализ электрических нагрузок, проектирование подстанции и защит.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 19 рисунков, 63 таблицы, 34 источника

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

7. Дата выдачи задания 05.03.2025 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Савина Наталья Викторовна, заведующий кафедрой энергетики, доктор техн. наук, профессор

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

Задание принял к исполнению (дата): 05.03.2025

\_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 134 с., 19 рисунков, 63 таблицы, 34 источников, 4 приложения.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, РЕЖИМЫ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Целью данной работы является реконструкция электрических сетей для обеспечения надежного электроснабжения пиролизного производства Амурского ГХК в Амурской области.

Современная потребность в пиролизном производстве, которое сочетает в себе экологическую безопасность, экономическую выгоду и инновационный потенциал обуславливает актуальность данной работы.

При выполнении выпускной квалификационной работы были изучены особенности района проектирования, включая его климатические условия.

Были сформированы и рассмотрены четыре варианта подключения потребителей, каждый из которых оценивался по ключевым критериям: техническая реализуемость, экономическая эффективность, надежность и соответствие современным требованиям энергосистемы.

В ходе работы для выбранного варианта был осуществлён расчет режимов и токов короткого замыкания, что позволило обоснованно произвести выбор и проверку силового оборудования, разработана система релейной защиты и автоматики, проанализирована инвестиционная привлекательность, был рассмотрен вопрос безопасности и экологичности.

## СОДЕРЖАНИЕ

1	Характеристика района реконструкции электрических сетей	11
1.1	Климатическая характеристика и территориальные особенности Свободненского района Амурской области	11
1.2	Характеристика электрических сетей рассматриваемого энергорайона	13
1.2.1	Структурный анализ ЛЭП	16
1.2.2	Структурный анализ ПС	18
1.3	Анализ существующих режимов	19
1.3.1	Выбор эквивалента сети для расчета режимов	20
1.3.2	Подготовка исходных данных для расчета	20
1.3.3	Верификация математической модели	21
1.3.4	Расчет максимального режима и его анализ	23
1.3.5	Расчет минимального режима и его анализ	25
1.4	Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей	27
1.5	Краткая характеристика и технологический процесс подключаемого потребителя	28
2	Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	30
2.1	Расчет нагрузок подключаемого объекта	30
2.2	Прогнозирование электрических нагрузок	34
3	Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции	35
3.1	Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции	35
3.2	Технический анализ вариантов реконструкции	43
3.2.1	Обоснование компенсации реактивной мощности	43
3.2.2	Выбор числа и мощности силовых трансформаторов, проверка существующих трансформаторов	43
3.2.3	Разработка однолинейных схем	49

3.3	Выбор конкурентоспособных вариантов	56
4	Выбор оптимального варианта реконструкции	58
4.1	Расчёт капитальных вложений	58
4.2	Расчёт ежегодных эксплуатационных издержек	59
4.3	Определение приведенных статических затрат	60
4.4	Определение дисконтированных затрат. Расчет ЧДД	61
4.5	Простой срок окупаемости	63
5	Расчет и анализ установившихся электроэнергетических режимов	65
5.1	Расчет режима максимальных нагрузок	65
5.2	Расчет режима минимальных нагрузок	68
5.3	Выводы по результатам расчетов установившихся электроэнергетических режимов	70
6	Расчет токов короткого замыкания	73
7	Выбор и проверка оборудования	81
7.1	Определение максимальных рабочих токов	81
7.2	Выбор и проверка марки и сечения кабелей на стороне 10 кВ	81
7.3	Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ	86
7.4	Выбор и проверка выключателей 10 кВ	89
8	Разработка системы релейной защиты и автоматики	106
8.1	Основные требования и особенности выполнения РЗА	106
8.2	Защита распределительных сетей 10 кВ	106
9	Безопасность и экологичность	113
9.1	Безопасность	113
9.1.1	Безопасность при ремонте и монтаже воздушных линий электропередачи, отходящих	115
9.1.2	Безопасность при ремонте и монтаже силового оборудования	116
9.1.3	Порядок приемки смонтированного оборудования в эксплуатацию	117
9.2	Экологичность	119
9.2.1	Защита от загрязнений трансформаторным маслом	119
9.3	Чрезвычайные ситуации	125

9.3.1	Обеспечение пожарной безопасности	125
9.3.2	Пожарная безопасность при эксплуатации трансформаторов	127
9.3.3	Пожарная безопасность при эксплуатации воздушных линий	128
	Заключение	130
	Библиографический список	131
	Приложение А	135
	Приложение Б	141
	Приложение В	148
	Приложение Г	160

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АГХК – Амурский газохимический комплекс

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита

НН – низкое напряжение;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

Т – трансформатор;

ТКЗ – ток короткого замыкания;

ТЭО – технико-экономическое обоснование;

ЭЭС – электроэнергетическая система

## ВВЕДЕНИЕ

Развитие электроэнергетических сетей в Амурской области представляет собой важнейший фактор устойчивого социально-экономического развития, приобретающий особую актуальность в условиях роста энергопотребления и внедрения современных промышленных технологий. Необходимость модернизации сетевой инфраструктуры продиктована комплексом взаимосвязанных факторов, среди которых особое значение имеет обеспечение электроэнергией производств, требующие стабильного и качественного электроснабжения значительной мощности.

Современные экономические реалии демонстрируют устойчивую тенденцию к увеличению энергетической емкости промышленного производства, что ставит перед региональными энергосистемами новые технологические вызовы. Особенно остро эта проблема проявляется при подключении высокотехнологичных производственных объектов, чья работа зависит от бесперебойного электроснабжения с жесткими параметрами качества электроэнергии. Устаревшая сетевая инфраструктура, характеризующаяся значительными потерями при передаче и ограниченной пропускной способностью, становится серьезным препятствием для экономического роста и развития региона.

Внедрение пиролизного производства Амурского ГХК в Амурской области не только решает вопросы утилизации отходов и получения альтернативных энергоресурсов, но и стимулирует развитие электроэнергетических сетей. Подключение новых мощностей пиролизных установок требует модернизации существующей энергосистемы, что способствует ее расширению и повышению надежности.

Развитие электроэнергетических сетей представляет собой важнейшее направление модернизации региональной инфраструктуры, оказывающее комплексное положительное воздействие на социально-экономическую и техническую сферу.

Актуальность обусловлена необходимостью обеспечения растущих энергетических потребностей региона. Развитие электросетевого хозяйства создает фундаментальные предпосылки для экономического роста, позволяя подключать новые промышленные объекты, а именно, в данном случае - энергоемкие пиролизные установки. Модернизация энергосистемы способствует формированию благоприятного инвестиционного климата, привлекая в регион современных производителей и создавая новые рабочие места.

Целью данной работы является разработка и модернизация электроэнергетической сети Амурской области, направленной на обеспечение устойчивого энергоснабжения пиролизного производства в составе Амурского газохимического комплекса. В рамках исследования предполагается комплексный подход, учитывающий технологические особенности энергопотребления пиролизных установок и текущее состояние региональной энергосистемы. Особое внимание уделяется вопросам надежности электроснабжения, учитывая критическую важность бесперебойной работы газохимического производства для экономики области.

Для достижения поставленной цели были решены следующие основные задачи:

- Характеристика и анализ района реконструкции;
- Разработка вариантов реконструкции сети для подключения пиролизного производства и выбор конкурентоспособного варианта;
- Выбор оборудования на проектируемых РП;
- Разработка системы релейной защиты и автоматики;
- Оценка инвестиционной привлекательности итогового варианта реконструкции;
- Оценка безопасности и экологичности проекта.

Ожидаемый результат от спроектированной электрической системы заключается в надежном и бесперебойном обеспечении электрической энергией пиролизного производства Амурского ГХК в Амурской области.

Основные используемые при выполнении выпускной квалификационной работы программные продукты: текстовый процессор Microsoft Word, программа для работы с электронными таблицами Microsoft Excel, векторный графический редактор Microsoft Visio, программно-вычислительный комплекс Mathcad, программный вычислительный комплекс RastrWin 3.

Графическая часть представлена 7 листами формата А1

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

## **1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Свободненского района Амурской области**

Амурский геохимический комплекс (ГХК) компании «Сибур» занимает территорию 250,33 гектара земли. Энергообъекты Амурского ГХК территориально расположен в Свободненском районе в Амурской области, площадь которого составляет 7234,393 кв.км. Район расположен на юго-западе Амурско-Зейской равнины и находится в северо-западной части Амурской области. Граничит на западе с Китайской народной республикой по реке Амур, на севере с Шимановским районом, на востоке по реке Зeya – с Мазановским и Серышевским районами и с юга – с Благовещенским районом.

Климатические условия характеризуются континентальным типом, с выраженной сменой сезонов. Продолжительность зимнего периода – с ноября по март. Температурные показатели могут достигать отметок в  $-30^{\circ}\text{C}$  и ниже. Несмотря на умеренные снегопады, формируется устойчивый снежный покров. Весенний период короткий и характеризуется прохладной погодой. Начинается весна в апреле и отличается резкими перепадами температур, частыми ветрами и вероятностью заморозков в начале сезона.

Летний период продолжается с июня по август. Средние дневные температуры достигают  $+25^{\circ}\text{C}$  и выше. В данной местности среднегодовое количество выпавших осадков колеблется в пределах 500-600 мм, при этом пик дождей приходится на летние месяцы. В зимний период преобладают воздушные массы, движущиеся с севера и северо-востока, в то время как летом и осенью чаще наблюдаются ветры юго-восточного направления.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1 [1-3].

Таблица 1 – Климатические условия

Характеристика	Значение
Климатическая зона	III
Степень загрязнения атмосферы	3
Преобладающее направление ветра	В
Нормативная скорость ветра на высоте 10 м	18 м/с
Скорость ветра при гололеде	15 м/с
Температура воздуха при гололеде	- 5 °С
Абсолютный минимум температуры воздуха	- 41°С
Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 36°С
Глубина промерзания грунта	2,34 м
Среднегодовая продолжительность гроз	40 часов
Среднегодовое количество осадков	900 – 1000 мм
Район по гололеду	3
Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	15 мм
Ветровой район	2
Скоростной напор ветра	0,30 кПА
Число грозových часов	От 20 до 40

Указанные характеристики будут использованы в работе для выбора оборудования, его климатического исполнения, для проектирования молниезащиты и заземляющего устройства подстанции.

Исходя их данных характеристик допускается проектировать как открытые, так и закрытые РУ [3].

Требуется применение оборудования с усиленной или специальной изоляцией,

На рисунке 1 приведена карта-схема в районе расположения АГХК, на которой территориально обозначено местоположение энергообъектов в масштабе 1:13200000.



Рисунок 1 – Карта-схема

## 1.2 Характеристика электрических сетей рассматриваемого энергорайона

Характеристика проводилась на основе следующих исходных данных:

- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики энергосистемы Амурской области;
- прочие материалы, полученные во время прохождения производственной практики [4].

В качестве рассматриваемого энергорайона примем участок сети 500 и 110 кВ, ограниченный Зейской ГЭС и Свободненской ТЭС. Граф рассматриваемого участка представлен на рисунке 2.

Далее произведем анализ указанного энергорайона расположения объектов проектирования.

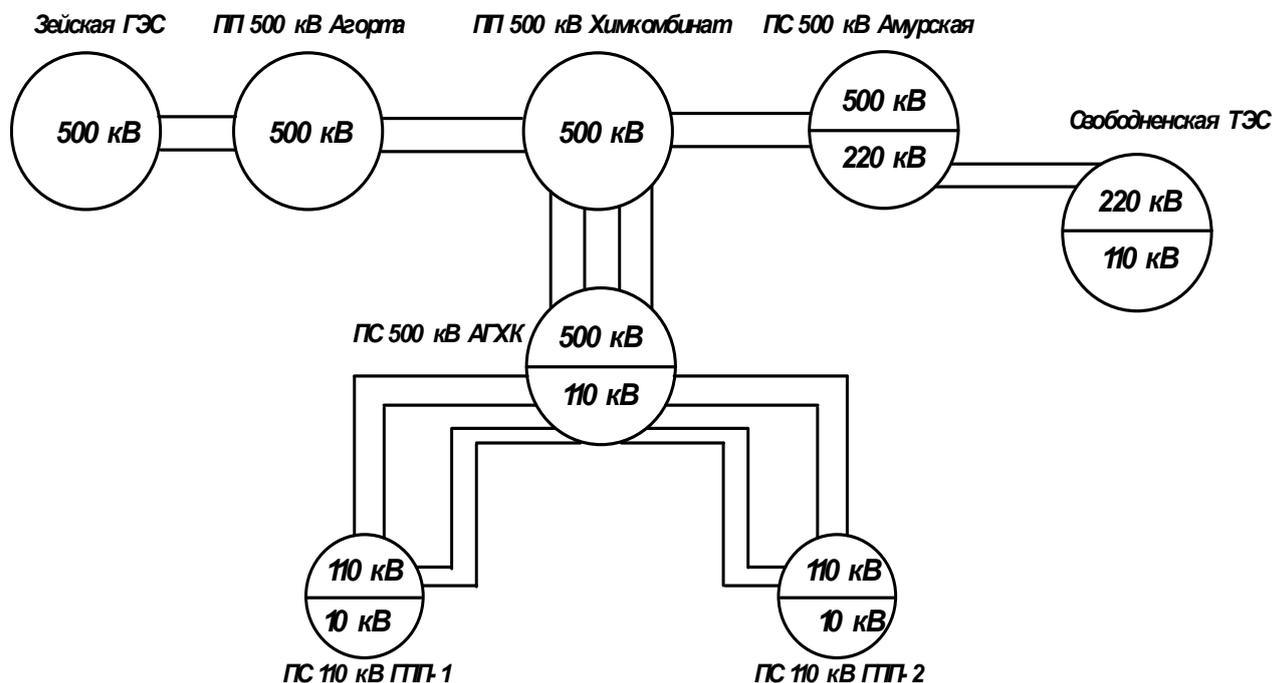


Рисунок 2 – Граф рассматриваемого района

### 1.2.1 Источники питания

Основным источником питания рассматриваемого участка сети является Зейская ГЭС. Схема РУ 500 и 220 кВ Зейской ГЭС приведена на рисунке 3.

Зейская ГЭС 500/220/110/10 кВ. Схема РУ 500 кВ «17 - Полупорционная схема», схема РУ 220 кВ – «12 - Одна рабочая секционированная и обходная система шин с секционной связью через два обходных выключателя». Электрическая схема Зейской ГЭС осуществляет функционирование энергосистемы Амурской области.

Вторым источником питания является Свободненская ТЭС. Схемы РУ 220 кВ и 110 кВ одинаковы, выполнены по нетиповой схеме на базе схемы 13 «Две рабочие системы шин». Структурная схема Свободненской ТЭС приведена на рисунке 4.

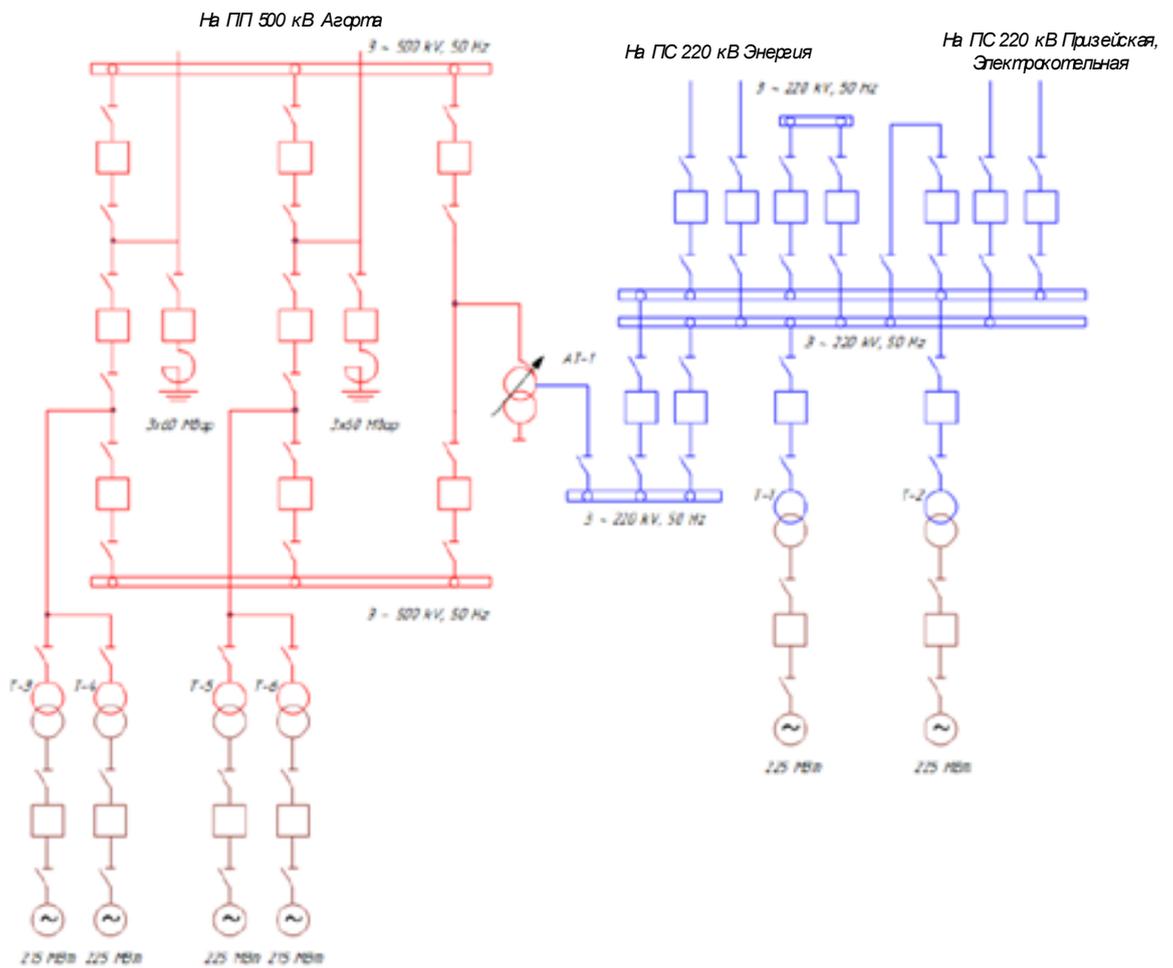


Рисунок 3 – Схема Зейской ГЭС.

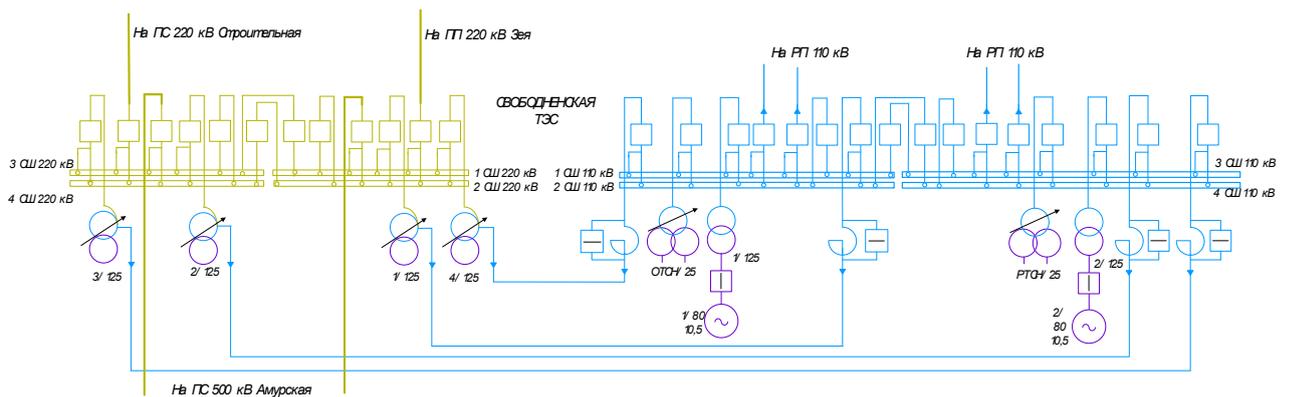


Рисунок 4 – Схема Свободненской ТЭС

Данные по генерирующему оборудованию приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Генераторы

Объект генерации	№ генератора	Установленная мощность, МВт
Зейская ГЭС	1	225,0
	2	225,0
	3	215,0
	4	225,0
	5	225,0
	6	215,0
Всего	1330,0	
Свободненская ТЭС	1	80,0
	2	80,0
Всего	160,0	

Рассмотренные источники питания зрениа надёжности имеют надежные секционированные схемы РУ, мощность их достаточна, и они обеспечат дополнительную мощность для электроснабжения пиролизного производства.

### 1.2.1 Структурный анализ ЛЭП

В районе расположения Амурского газохимического комплекса пролегают электрические сети с напряжением 110 кВ, 220 кВ и 500 кВ. Линии электропередач с напряжением 500 кВ классифицируются как системообразующие сети сверхвысокого напряжения, также известные как магистральные линии электропередач сверхвысокого напряжения. Их основная функция заключается в передаче значительных объемов электроэнергии от генерирующих электростанций к узловым распределительным подстанциям.

В таблице 3 представлены ЛЭП Амурской области рассматриваемого участка электроэнергетической сети.

Таблица 3 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U <sub>ном</sub> , кВ	Сечение линии	L, км
1	2	3	4
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	500	3хАС – 330/43	4,49
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	500	3хАС – 330/43	3,97
ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 1	500	3хАС – 330/43	21,5
ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 2	500	3хАС – 330/43	21,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 1	500	3хАС – 330/43 2хАЕРО-z ААКСRZ 647	350,02 2,225
ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 2	500	3хАС – 330/43	359,63
ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 1	500	3хАС – 330/43	21,5
ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 2	500	3хАС – 330/43	21,6
ВЛ 500 кВ Химкомбинат – ПС АГХК I цепь	500	3хАС – 330/43	3,2
ВЛ 500 кВ Химкомбинат – ПС АГХК II цепь	500	3хАС – 330/43	3,2
ВЛ 500 кВ Химкомбинат – ПС АГХК III цепь	500	3хАС – 330/43	3,03
ВЛ 500 кВ Химкомбинат – ПС АГХК IV цепь	500	3хАС – 330/43	3,03
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 1	220	АС-300/39	42,91
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 2	220	АС-300/39	86,7
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 № 1	110	3хПвКаП2гнг(А)- HF-110	2,94
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 № 2	110		2,89
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 № 3	110		2,87
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 № 4	110	3хПвКаП2гнг(А)- HF-110	2,88
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-2 № 1	110		0,89
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-2 № 2	110		1,02
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-2 № 3	110		1,11
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-2 № 4	110		1,14

Приведённые транзитные ЛЭП 500 кВ имеют большие протяженности, в некоторых участках присутствуют инновационные провода для предотвращения последствий от воздействия гололеда и ветровых нагрузок, так же все ЛЭП имеют большие сечения, по ЛЭП 220 кВ осуществляется выдача мощности Свободненской ТЭС, ЛЭП 110 кВ – проходят на территории АГХК, выполнены в кабельном исполнении с алюминиевой жилой и изоляцией из пероксидносшиваемого полиэтилена, что обусловлено производственными условиями. В совокупности имеющиеся ЛЭП обеспечивают гибкие условия при реконструкции сети.

## 1.2.2 Структурный анализ ПС

Способы присоединения ПС (ПП) к Единой национальной электроэнергетической сети (ЕНЭС) представлены в таблице 4.

Таблица 4 – ПС/ПП по способу присоединения к сети

Наименование	Способы присоединения
ПС 500 кВ Амурская	Узловая
ПП 500 кВ Химкомбинат	Узловая
ПС 500 кВ АГХК	Узловая
ПС 110 кВ ГПП-1	Тупиковая
ПС 110 кВ ГПП-2	Тупиковая
ПП 500 кВ Агорта	Узловая

Схемы РУ, трансформаторы и автотрансформаторы, их марки и количество установленные на ПС размещены в таблице 5.

Таблица 5 – Схемы РУ, трансформаторное оборудование ПС

Объект электроэнергетики	Принципиальная схема РУ	Мощность, класс напряжения силовых трансформаторов (автотрансформаторов)
ПС 500 кВ Амурская	Трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий (16)	2х63000/220 2х167000/500
ПП 500 кВ Химкомбинат	Два четырёхугольника (7)	-
ПС 500 кВ АГХК	Блок с выключателем (3Н)	4х250000/500
ПС 110 кВ ГПП-1	Блок с разъединителем (1)	4х80000/110
ПС 110 кВ ГПП-2	Блок с разъединителем (1)	4х160000/110
ПП 500 кВ Агорта	Шестиугольник (8)	-

Возведение трансформаторной подстанции или распределительного устройства требует применения электрооборудования, рассчитанного на номинальное напряжение 110 кВ. Активная мощность, потребляемая установкой

пиролиза, оценивается максимальной величиной 61,09 МВт. Тангенс угла сдвига фаз ( $\text{tg}\varphi$ ), определяемый в соответствии с нормативным документом [5], для электросети с напряжением 110 кВ на подстанции составляет 0,33.

Вывод: по предварительной оценке, электрические подстанции из представленного перечня могут выдержать подключение столь значительной нагрузки без предварительной модернизации или замены ключевых компонентов. Однако, может потребоваться обновление системы шин, конфигурации распределительного устройства, разъединителей и трансформаторного оборудования.

### **1.3 Анализ существующих режимов**

В связи с подключением новой нагрузки пиролизных установок требуется проанализировать существующую сеть с режимной точки зрения.

Проанализируем существующие режимы с помощью программно-вычислительных комплексов, т.к. в рассматриваемом районе электрической сети присутствуют несколько собственников энергообъектов, а имеющиеся данные на по контрольным замерам включают только мощности нагрузки и генерации по источникам питания, информация по объектам АГХК отсутствует.

При расчетах режимов выполняются следующие задачи:

- Моделирование существующих энергосистем и перспективным энергообъектов;
- Определение потоков активной и реактивной мощности по всем элементам сети, токовой загрузки оборудования;
- Расчет уровней напряжения в узловых точках системы;
- Анализ потерь мощности в линиях электропередачи и трансформаторах;
- Анализ балансов реактивной мощности и выбор средств компенсации;
- Поиск «слабых мест» в электрической сети [6].

Исходными данными для выполнения расчетов являются мощности потребителей, топология сети и параметры её элементов.

### **1.3.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов**

Для целей настоящей работы необходимо выбрать для дальнейшего анализа и расчетов часть энергосистемы в районе АГХК.

При проектировании электрических сетей для более точных результатов целесообразно моделировать как можно больше узлов энергосистемы, однако, учитывая характер выполняемой ВКР, схемно-режимную ситуацию в энергосистеме Амурской области края, ограниченное число исходных данных, а также в связи с тем, что максимальное число узлов в ПВК – до 60 штук для бесплатной лицензии, примем для проектирования рассматриваемый энергорайон, ограниченный следующими элементами:

- Шинами 500 кВ Зейской ГЭС;
- Шинами 500 кВ ПС 500 кВ Амурская.

Данные объекты являются крупными узлами в энергосистеме, моделирование объектов «за ними» не имеет практической значимости.

### **1.3.2 Подготовка исходных данных для расчета**

Основные цели раздела:

- Анализ существующих режимных ограничений и проблемных участков сети;
- Оценка потенциала для оптимизации рабочих параметров системы;
- Разработка мероприятий по повышению управляемости энергосистемы.

В качестве исходных данных использовались:

- Нормальная схема объектов электроэнергетики энергосистемы Амурской области;
- Материалы, полученные во время прохождения производственной практики.

Для моделирования нагрузок Зейской ГЭС, ПС 500 кВ Амурская будем использовать нагрузки по шинам низкого напряжения и сумму внешнего перетока мощностей по трансформаторам и ЛЭП, связанными с

эквивалентированной частью энергосистемы. Данные по контрольным замерам [4] приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Сводные данные по нагрузкам, используемые в расчетных моделях

Наименование объекта	Рзим	Qзим	Рлет	Qлет
Зейская ГЭС	289	154	38	14,7
ПС 500 кВ Амурская	304	90	21	7

На дату проведения контрольных замеров нагрузка АГХК равнялась нулю, т.к. производство еще не было запущено, при этом по имеющимся исходным данным максимальная мощность уже построенных энергопринимающих устройств АГХК в целом составляет около 160 МВт, при моделировании распределим данную величину по шинам 10 кВ АГХК пропорционально трансформаторной мощности питающих ПС 110 кВ.

Зная протяженности ЛЭП, номинальные напряжения марки установленных трансформаторов, компенсирующих устройств, мощности генерирующего оборудования и, используя справочные данные [7], можно рассчитать параметры схем замещения указанного оборудования, такие как активное и реактивное сопротивление, проводимости и др.

Для расчета установившихся электроэнергетических режимов в ПК «RastrWin3» необходимо задать балансирующий узел, назначим таким узлом шины 500 кВ Зейской ГЭС.

С учетом справочных данных смоделируем во вкладках «Узлы» и «Ветви» электрическую сеть рассматриваемого энергорайона, данные приведены в таблицах в приложении А.

### **1.3.3 Верификация математической модели**

Для того, в дальнейшем использовать математическую модель для анализа существующего режима, необходимо сравнить напряжения в узлах с результатами контрольных замеров, отклонения между ними должны быть не более 10 %.

Сравнение значений напряжений в узлах представлено в таблице 7, а сравнение по токам в ЛЭП переставлено в таблице 8.

Таблица 7 – Сравнение напряжений в узлах расчетной модели

Номер узла	Название	U <sub>расч</sub> , кВ	U <sub>контр</sub> , кВ	Погрешность, %
341	ПП 500 кВ Агорта 3	500,2	510,7	2,1
401	ПП 500 кВ Агорта 2	500,2	512,2	2,4
301	ПП 500 кВ Агорта 1	500,2	531,8	6,3
16	АТ-4 ВН	495,4	518,2	4,6
15	АТ-3 ВН	495,3	511,2	3,2
14	АТ-2 ВН	495,4	489,9	-1,1
13	АТ-1 ВН	495,3	520,6	5,1
500	ПС 500 кВ Амурская 2	494,2	509,1	3
300	ЗГЭС 1	500,0	513,0	2,6
400	ЗГЭС 2	500,0	533,5	6,7
600	ПС 500 кВ Амурская 1	494,3	506,2	2,4
7	ПП 500 кВ Химкомбинат	495,4	502,9	1,5
6	ПП 500 кВ Химкомбинат	495,4	502,9	1,5
8	ПП 500 кВ Химкомбинат 4	495,4	502,9	1,5
5	ПП 500 кВ Химкомбинат 3	495,4	502,9	1,5
4	ПП 500 кВ Химкомбинат	495,4	502,9	1,5
3	ПП 500 кВ Химкомбинат2	495,4	502,9	1,5
2	ПП 500 кВ Химкомбинат	495,4	502,9	1,5
1	ПП 500 кВ Химкомбинат 1	495,4	502,9	1,5
20	Т-4 ГПП-1	118,9	125,1	5,2
19	Т-3 ГПП-1	118,9	113,3	-4,7
18	Т-2 ГПП-1	118,9	117,1	-1,5
17	Т-1 ГПП-1	118,9	118,3	-0,5
24	Т-4 ГПП-2	118,9	118,7	-0,2
23	Т-3 ГПП-2	118,9	113,5	-4,5
22	Т-2 ГПП-2	118,9	117,8	-0,9
21	Т-1 ГПП-2	118,9	117,0	-1,6
11	3С 110 кВ АГХК	118,9	124,4	4,6
12	4С 110 кВ АГХК	118,9	123,7	4
10	2С 110 кВ АГХК	118,9	117,3	-1,4
9	1С 110 кВ АГХК	118,9	116,5	-2

Таблица 8 – Сравнение токовых нагрузок ЛЭП

Наименование ЛЭП	I <sub>расч</sub> , кВ	I <sub>контр</sub> , кВ	Погрешность, %
ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 1	312,61	322,61	-3,1%
ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 2	306,78	321,57	-4,6%
ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 1	220,23	235,79	-6,6%
ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 2	218,51	235,97	-2,8%

Данные по токам остальных ЛЭП в дни КЗ отсутствуют.

Полученные погрешности при верификации модели не превышают 10 %, в связи с этим сформированный эквивалент применим при последующих расчетах.

### 1.3.4 Расчет максимального режима и его анализ

Произведем расчет зимнего режима в нормальной схеме, предполагающей включение в работу всех ВЛ и трансформаторов, соответствующих их нормальному эксплуатационному состоянию.

Графика расчета режима приведена в приложении А.

Уровни напряжений:

В таблице 9 приведены расчётные уровни напряжений, полученные в ПВК (воспользуемся вкладкой «Узлы» – «Напряжения»). Здесь и далее будем показывать результаты в порядке убывания отклонений (параметра « $\Delta U$ »):

Таблица 9 – Уровни напряжений

Номер узла	Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{расч}}$ , кВ	$\Delta U$ , кВ
1	2	3	4	5
12	4С 110 кВ АГХК	110	118,93	8,12
9	1С 110 кВ АГХК	110	118,93	8,12
11	3С 110 кВ АГХК	110	118,93	8,12
10	2С 110 кВ АГХК	110	118,93	8,12
21	-1 ГПП-2	110	118,92	8,10
24	Т-4 ГПП-2	110	118,91	8,10
22	Т-2 ГПП-2	110	118,91	8,10
19	Т-3 ГПП-1	110	118,89	8,08
17	Т-1 ГПП-1	110	118,89	8,08
20	Т-4 ГПП-1	110	118,89	8,08
18	Т-2 ГПП-1	110	118,89	8,08
23	Т-3 ГПП-2	110	118,86	8,05
47	4С ГПП2	10	10,75	7,49
45	3С ГПП2	10	10,75	7,49
43	2С ГПП2	10	10,75	7,45
41	1С ГПП2	10	10,74	7,45
37	3С ГПП1	10	10,74	7,41
39	4С ГПП1	10	10,74	7,41
33	1С ГПП1	10	10,74	7,41
35	2С ГПП1	10	10,74	7,41

Отклонения напряжений не превышают предельных 10% [8].

Отсутствие в таблице результатов расчет напряжений на остальных узлах говорит о том, что отклонения напряжений на них близки к номинальному.

В таблицах 10-11 приведены полученные в ПВК результаты расчетов токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов в процентах к длительно допустимой токовой нагрузке (вкладка «Ветви» – «Токовая загрузка ЛЭП» и «Токовая загрузка трансформаторов»).

Здесь и далее будем показывать в порядке убывания токовой загрузки в процентах. С учетом исходных данных величины ДДТН ЛЭП 500 кВ, равные 1000 А и 2000 А указаны таковыми в связи с тем, что на данных ЛЭП установлены ТТ с соответствующими номинальными токами, которые являются ограничивающими элементами пропускной способности данных ЛЭП (вместо провода).

Таблица 10 – Токовая загрузка ЛЭП

№ начала	№ конца	Название	$I_{\max}$ , А	ДДТН, А	Загрузка, в %
401	2	ПП 500 кВ Агорта 2 - ПП 500 кВ Химкомбинат	321,57	1000	32,16
4	600	ПП 500 кВ Химкомбинат - ПС 500 кВ Амурская 1	235,79	1000	23,58
301	6	ПП 500 кВ Агорта 1 - ПП 500 кВ Химкомбинат	322,61	2000	16,13
10	22	2С 110 кВ АГХК - Т-2 ГПП-2	153,29	974	15,74
11	24	3С 110 кВ АГХК - Т-4 ГПП-2	142,54	974	14,63
12	23	4С 110 кВ АГХК - Т-3 ГПП-2	138,66	974	14,24
9	21	1С 110 кВ АГХК - Т-1 ГПП-2	128,00	974	13,14
7	500	ПП 500 кВ Химкомбинат - ПС 500 кВ Амурская 2	235,97	2000	11,80
9	17	1С 110 кВ АГХК - Т-1 ГПП-1	70,04	698	10,03
12	19	4С 110 кВ АГХК - Т-3 ГПП-1	70,03	698	10,03
11	20	3С 110 кВ АГХК - Т-4 ГПП-1	70,03	698	10,03
10	18	2С 110 кВ АГХК - Т-2 ГПП-1	70,02	698	10,03

Таблица 11 – Токовая загрузка трансформаторов

Название	$I_{\max}$ , А	ДДТН, А	Загрузка, в %
1	2	3	4
Т-2 ГПП-2 - Т-2_0 ГПП-2	153,29	502	30,54
Т-4 ГПП-2 - Т-4_0 ГПП-2	142,54	502	28,40
Т-3 ГПП-2 - Т-3_0 ГПП-2	138,66	502	27,62
Т-1 ГПП-2 - Т-1_0 ГПП-2	128,00	502	25,50
Т-1 ГПП-1 - Т-1_0 ГПП-1	70,04	401	17,47
Т-3 ГПП-1 - Т-3_0 ГПП-1	70,03	401	17,46

## Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
Т-4 ГПП-1 - Т-4_0 ГПП-1	70,03	401	17,46
Т-2 ГПП-1 - Т-2_0 ГПП-1	70,02	401	17,46
АТ-2 ВН - 0 точка	50,23	289	17,38
АТ-4 ВН - 0 точка	50,23	289	17,38
АТ-3 ВН - 0 точка	49,76	289	17,22
АТ-1 ВН - 0 точка	49,75	289	17,22

Уровни напряжения и токовая загрузка находятся в допустимых пределах.

Величины генерации, потребления, потерь, сальдо внешнего перетока мощности в рассматриваемом районе приводятся во вкладке «Районы», результаты приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Районы

№ района в ПВК	ΣР генерации, МВт	ΣР нагрузки, МВт	Потери, МВт	ΣР потребления, МВт
1	861,2	856,1	5,1	861,2

### 1.3.5 Расчет минимального режима и его анализ

В качестве минимального режима рассмотрим режим летних нагрузок.

Графика результатов расчета минимального режима приведена в приложении А.

В таблице 13 приведены уровни напряжений.

Таблица 13 – Уровни напряжений

Номер узла	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>расч</sub> , кВ	ΔU, кВ
1	2	3	4	5
32	Т-4_0 ГПП-2	110	120,16	9,23
47	4С ГПП2	10	10,88	8,76
45	3С ГПП2	10	10,88	8,76
43	2С ГПП2	10	10,87	8,72
41	1С ГПП2	10	10,87	8,72
39	4С ГПП1	10	10,87	8,67
37	3С ГПП1	10	10,87	8,67
35	2С ГПП1	10	10,87	8,67
9	1С 110 кВ АГХК	110	120,31	9,37
10	2С 110 кВ АГХК	110	120,31	9,37
12	4С 110 кВ АГХК	110	120,31	9,37
25	Т-1_0 ГПП-1	110	120,19	9,26
11	3С 110 кВ АГХК	110	120,31	9,37
26	Т-2_0 ГПП-1	110	120,19	9,26

## Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5
27	Т-3_0 ГПП-1	110	120,19	9,26
28	Т-4_0 ГПП-1	110	120,19	9,26
29	Т-1_0 ГПП-2	110	120,17	9,25
30	Т-2_0 ГПП-2	110	120,15	9,23
31	Т-3_0 ГПП-2	110	120,11	9,19
33	1С ГПП1	10	10,87	8,67

В таблице 14 приведена токовая нагрузка ЛЭП.

Таблица 14 – Токовая нагрузка ЛЭП

№ начала	№ конца	Название	I <sub>max</sub> , А	ДДТН	Загрузка, в %
1	2	3	4	6	7
401	2	ПП 500 кВ Агорта 2 - ПП 500 кВ Химкомбинат	225,69	1000	22,57
4	600	ПП 500 кВ Химкомбинат - ПС 500 кВ Амурская 1	159,11	1000	15,91
10	22	2С 110 кВ АГХК - Т-2 ГПП-2	151,50	974	15,55
11	24	3С 110 кВ АГХК - Т-4 ГПП-2	140,89	974	14,46
12	23	4С 110 кВ АГХК - Т-3 ГПП-2	137,04	974	14,07
9	21	1С 110 кВ АГХК - Т-1 ГПП-2	126,51	974	12,99
301	6	ПП 500 кВ Агорта 1 - ПП 500 кВ Химкомбинат	224,56	2000	11,23
9	17	1С 110 кВ АГХК - Т-1 ГПП-1	69,23	698	9,92
11	20	3С 110 кВ АГХК - Т-4 ГПП-1	69,22	698	9,92
12	19	4С 110 кВ АГХК - Т-3 ГПП-1	69,22	698	9,92
10	18	2С 110 кВ АГХК - Т-2 ГПП-1	69,21	698	9,91
7	500	ПП 500 кВ Химкомбинат - ПС 500 кВ Амурская 2	157,25	2000	7,86
5	14	ПП 500 кВ Химкомбинат 3 - АТ-2 ВН	49,44	1000	4,94
8	16	ПП 500 кВ Химкомбинат 4 - АТ-4 ВН	49,43	1000	4,94
1	15	ПП 500 кВ Химкомбинат 1 - АТ-3 ВН	49,34	1000	4,93
3	13	ПП 500 кВ Химкомбинат 2 - АТ-1 ВН	49,33	1000	4,93

В таблице 15 приведена токовая нагрузка трансформаторов.

Таблица 15 – Токовая нагрузка трансформаторов

Название	I <sub>max</sub> , А	ДДТН, А	Загрузка, в %
1	2	3	4
Т-2 ГПП-2 - Т-2_0 ГПП-2	151,50	502	30,18
Т-4 ГПП-2 - Т-4_0 ГПП-2	140,89	502	28,07
Т-3 ГПП-2 - Т-3_0 ГПП-2	137,04	502	27,30
Т-1 ГПП-2 - Т-1_0 ГПП-2	126,51	502	25,20
Т-3 ГПП-1 - Т-3_0 ГПП-1	69,22	401	17,26
Т-1 ГПП-1 - Т-1_0 ГПП-1	69,23	401	17,26
Т-2 ГПП-1 - Т-2_0 ГПП-1	69,21	401	17,26
Т-4 ГПП-1 - Т-4_0 ГПП-1	69,22	401	17,26

1	2	3	4
АТ-2 ВН - 0 точка	49,44	289	17,11
АТ-4 ВН - 0 точка	49,43	289	17,10
АТ-3 ВН - 0 точка	49,34	289	17,07
АТ-1 ВН - 0 точка	49,33	289	17,07

Уровни напряжения и токовая нагрузка находятся в допустимых пределах.

Величины генерации, потребления, потерь, сальдо внешнего перетока мощности в рассматриваемом районе приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Районы

№ района в ПВК	Р генерации, МВт	Р нагрузки, МВт	Потери, МВт	Р потребления, МВт
1	323,15	322,14	1,01	323,15

Выводы по расчетам:

1) Самые нагруженные линии – это магистральные ВЛ 500 кВ Агорта-Химкомбинат (32% и 16%), но даже они работают с большим запасом пропускной способности.

2) Все линии 110 кВ на ГПП-2 загружены в пределах 13-15%, а на ГПП-1 - всего по 10%.

3) Линии к Амурской загружены лишь на 11-23%.

4) Загрузка Т находится на низком уровне и находится в интервале от 17% до 30,5 %.

Результаты проведенных расчетов выявили малую токовую нагрузку сетевых элементов: ЛЭП и трансформаторного оборудования. Существующая схема внешнего электроснабжения АГХК имеет большой запас по пропускной способности. Можно предположить, что это рассчитано для перспективного расширения производства объекта стратегического значения.

#### **1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей**

Не достаточно развития сетевая инфраструктура – в существующей электрической сети АГХК отсутствуют электросетевые объекты для

обеспечения электроснабжения пиролизного производства, энергопринимающие устройства которого будут расположены в 3 разных точках на территории АГХК. Требуется развитие данной сети для обеспечения электроснабжения пиролизного производства по 1 категории надежности. Более подробно это будет рассмотрено в следующих разделах.

### **1.5 Краткая характеристика и технологический процесс подключаемого потребителя**

На Амурском газохимическом комплексе (АГХК) процесс пиролиза является ключевым этапом, включающим термохимическое разложение углеводородов (этана, пропана и бутана) для получения этилена и пропилена, необходимых для производства полимерных материалов. Исходное сырье поставляется с Амурского газоперерабатывающего завода (ГПЗ) и направляется в девять специализированных печей пиролиза (восемь рабочих и одна резервная). В печах происходит крекинг сырья при температурах в диапазоне от 800 до 900 градусов Цельсия и при давлении, незначительно превышающем атмосферное.

Данный процесс обеспечивает эффективное разложение углеводородов и получение целевых продуктов в виде этилена и пропилена.

Процесс включает быстрый нагрев сырья в вертикальных пиролизных секциях с последующей закалкой продуктов в закалочно-испарительных аппаратах для предотвращения вторичных реакций. Далее пирогаз проходит многоступенчатую очистку, компрессию и низкотемпературную ректификацию для выделения целевых олефинов.

Производственный комплекс оборудован системами автоматического управления и цифровыми технологиями, в том числе системами удалённого контроля и управления технологическими процессами. При этом обеспечивается соответствие строгим экологическим требованиям благодаря реализации схем рециркуляции отходов производства и сокращению объёмов выбросов в атмосферу. Расчётная производительность комплекса составляет 2,7 миллиона тонн полимерной продукции в год, в том числе 2,3 миллиона тонн полиэтилена

и 0,4 миллиона тонн полипропилена.

Данное производство требует высокого уровня качества и надёжности электроэнергии, так как там находится большой процент потребителя первой категории. Данные по категоричности можно увидеть в таблице 17.

Таблица 17 – Соотношение потребителей производства

Категория	Количество потребителей, шт	Процент потребителей, %	Примеры
1 категория (особая группа)	133	5,4	Аварийный душ Электродвигатель деминерализованной воды Вспомогательное электроснабжение для аварийного дизельного генератора и т.д
1 категория	1596	64,6	Противоконденсатный нагреватель Щит спутникового обогрева Поворотный дисковый затвор и т.д
2 категория	720	29,15	Шкаф системы Искробезопасный кроссовый шкаф Шкаф питания полевого оборудования
3 категория	21	0,85	Система контроля частичной продувки Панель управления электрической лебёдки для снятия факельного оголовка и т.д
Всего	2470 потребителей – 100%		

По данным таблицы, можно сделать вывод, что основная часть потребителей (около 70%) принадлежит к первой категории электроснабжения, к особой – 5,4 %, что подразумевает повышенные требования к бесперебойности питания и необходимость резервирования. В то же время, доля потребителей третьей категории крайне мала (менее 1%).

Так же стоит отметить, что закрытый характер производства допускает сооружение открытых РУ.

## 2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данной главе осуществляется вычисление вероятностных параметров нагрузки. Эти параметры играют ключевую роль при выборе оборудования и проведении работ по модернизации электрической сети.

Определение электрической нагрузки производится посредством методики, выбор которой обусловлен результатами предварительных контрольных измерений. Следовательно, вычисление нагрузки выполняется с применением вероятностно-статистического подхода. Первичные данные о нагрузках представлены в табличной форме для удобства анализа и дальнейших расчетов.

### 2.1 Расчет нагрузок подключаемого объекта

В этом подразделе содержатся расчетные значения электрических нагрузок для оборудования и распределительных устройств пиролизного производства. Указанные значения включают в себя активную, реактивную и полную электрическую мощность, а также коэффициенты максимума и использования.

В таблицах представлены режимы функционирования оборудования при штатной работе и при вероятных перегрузках, что требуется для анализа стабильности электрической сети и подбора характеристик защитных аппаратов. Данная информация необходима для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации пиролизного производства, а также для предотвращения аварийных ситуаций, связанных с перегрузками оборудования.

В производство входит три подстанции с различной нагрузкой, в качестве примера будет рассматриваться нагрузка оборудования и распределительных устройств на одной подстанции.

Количество потребителей пиролизного производства на основании данных, полученных на производственной практике, составляет тысячи элементов.

Пример электропотребителей одного из РУ 0,4 кВ производства Пиротиз  
представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Потребители на РУ НН NSG 301 А

Потребители NSG 301 А	$P_{уст},$ кВт	n, шт	$K_{и}$	$P_{норм},$ кВт	$K_{max}$	$P_{max},$ кВт
1	2	3	4	5	6	7
Электродвигатели на приводных задвижках	0,63	1	0,03	0,02	1,2	0,02
Электроприводная арматура для байпаса выхода пара	0,57	1	0,07	0,04	1,21	0,05
Двигатель для дозирующего насоса ингибитора коррозии	0,55	1	0,16	0,09	1,13	0,10
Двигатель для насоса-дозатора поглотителя кислорода	0,55	1	0,36	0,20	1,25	0,25
Двигатель для насоса-дозатора пеногасителя	0,55	1	0,8	0,44	1,19	0,52
Видеонаблюдение за электрическим помещением	1,50	1	1	1,50	1,18	1,77
Панель блока кондиционирования воздуха	0,5	4	1	2,00	1,21	2,42
Конденсаторная батарея	3	1	0,17	0,51	1,19	0,61
Электрическое отслеживание нагрева опорной зоны для этанового насоса	0,60	1	0,83	0,50	1,22	0,61
Противоконденсатный нагреватель для электродвигателя	0,57	1	0,35	0,20	1,23	0,25
Электрический нагрев опорной зоны для этиленового насоса	0,60	1	1	0,60	1,16	0,70
Противоконденсатный нагреватель для двигателя резервного масляного насоса смазки	0,60	2	0,7	0,84	1,27	1,07
Противоконденсатный нагреватель для двигателя главного масляного насоса смазки	0,63	1	0,7	0,44	1,18	0,52
Противоконденсатный нагреватель для двигателя резервного масляного насоса смазки	0,75	1	0,53	0,40	1,26	0,50

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7
Электрический нагрев опорной зоны для пропиленового насоса	1,1	1	0,55	0,61	1,22	0,74
Вспомогательный источник питания	15,00	1	1	15,00	1,17	17,55
Клапан с приводом от двигателя для выпуска пара	10,00	1	0,96	9,60	1,24	11,90
Система отбора проб и анализаторы	4,00	1	0,96	3,84	1,14	4,38
Двигатель со смазочным маслом	3,00	1	0,87	2,61	1,12	2,92
Электронагреватели для бака смазочного масла	6,00	1	0,3	1,80	1,19	2,14
Двигатель для насоса-дозатора пеногасителя	0,55	1	0,8	0,44	1,24	0,55
Источник питания для охранной системы	25,00	1	0,1	2,50	1,17	2,93
Видеонаблюдение за помещением	1,50	1	1	1,50	1,26	1,89
Панель блока кондиционирования воздуха	28,6	15	0,83	356,07	1,11	395,24
Чиллер В	110,00	1	1	110,00	1,2	132,00
ИБП переменного тока для освещения систем безопасности и эвакуации	38,25	1	0,44	16,83	1,26	21,21
ИБП переменного тока для контрольно-измерительных приборов	71,83	1	0,08	5,75	1,12	6,44
Двигатель	20,00	2	0,2	8,00	1,16	9,28
Электрическое отслеживание нагрева трубопроводов станции подачи смазочного масла	22,55	1	0,27	6,09	1,28	7,79
Двигатель для резервного насоса смазочного масла	25,00	1	0,12	3,00	1,2	3,60
Электронагреватели для бака смазочного масла	27,84	1	0,22	6,12	1,18	7,23
Двигатель для резервного насоса смазочного масла	30,00	1	0,05	1,50	1,16	1,74
Двигатель для главного масляного насоса смазки	40,90	2	0,04	3,27	1,11	3,63
ШКАФ РАГА-6	85,00	1	0,54	45,90	1,24	56,92

Данные по другим объектам находятся аналогично.

Для разработки ВКР будем принимать укрупненные сводные данные.

По предварительной информации, полученной на производственной практике, электроснабжение нагрузки пиролизного производство будет распределено по трем подстанциям 10 кВ: ПС 1, ПС 2, ПС 3. Сводные данные по нагрузкам ПС 3 приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Сводные данные по нагрузкам подстанции 3

Наименование	U <sub>ном</sub> , кВ	Средняя мощность		Максимальная мощность	
		P <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , Мвар	P <sub>max</sub> , МВт	Q <sub>max</sub> , Мвар
2853-HSG-301	10	10262,00	3515,23	10262,00	3515,23
2853-MSG-301	0,69	2100,63	664,51	2417,41	825,60
2853-NSG-301	0,4	1056,04	283,75	1194,14	341,09
2853-NSG-302	0,4	1303,79	18,75	1306,71	1,00
2853-NLDB-321	0,4	103,97	35,94	161,82	79,33

Данные по другим ПС сводятся аналогично.

Нормальные рабочие и максимальные нагрузки установки можно увидеть в таблицах 20-21.

Таблица 20 – Средняя мощность нагрузки установки

Потребитель	P <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , Мвар	S <sub>ср</sub> , МВА	Cos φ
SS01 (ПС-1)	10,99	2,77	11,34	0,97
SS02 (ПС-2)	27,88	9,71	29,52	0,94
SS03 (ПС-3)	14,82	4,51	15,49	0,96
Суммарная нагрузка установки (УПСС)	53,70	17,00	56,33	0,95

Таблица 21 – Максимальная нагрузка установки

Потребитель	P <sub>max</sub> , МВт	Q <sub>max</sub> , Мвар	S <sub>max</sub> , МВА	Cos φ
SS01 (ПС-1)	12,00	3,47	12,49	0,96
SS02 (ПС-2)	30,71	11,70	32,87	0,93
SS03 (ПС-3)	18,37	6,23	19,40	0,95
Суммарная нагрузка установки (УПСС)	61,09	21,40	64,73	0,94

## 2.2 Прогнозирование электрических нагрузок

В соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [9] необходимо расчеты вести так же на перспективу 5 лет с даты ввода проектируемых объектов, в связи с этим рассчитаем нагрузку на 2030 год.

При прогнозировании нагрузки на 2030 год воспользуемся величинами годового прироста потребления мощности ( $\varepsilon$ ) согласно СиПР ЭЭС [10] и рассчитаем прогнозируемую нагрузку подстанций по формуле сложных процентов:

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} \times (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}} \quad (1)$$

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки для Амурской области составляет 0,046;

$t_{прог}$  – год на который определяется электрическая нагрузка;

$t_{баз}$  – год начала прогнозного периода.

Принимаем  $t_{прог} - t_{баз} = 2030 - 2025 = 5$ .

Прогнозирования нагрузок указанным методом применимо для узлов со смешанной нагрузкой.

Расчёт произведем в Microsoft Excel, результаты сведем в таблицу 22.

Таблица 22 – Нагрузки на период 2030 года

Наименование объекта	$P_{зим}$	$Q_{зим}$	$P_{лет}$	$Q_{лет}$
Зейская ГЭС	361,9	192,8	47,6	18,4
ПС 500 кВ Амурская	380,7	112,7	26,3	8,8

Спрогнозированные нагрузки будут использованы далее в работе при расчетах перспективных режимов.

### 3 РАЗРАБОТКА И ТЕХНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ЕЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

В данном разделе будут рассмотрены несколько вариантов реконструкции сети для подключения пиролизной установки на АГХК. Также будет проведено сравнение предложенных решений для выбора наиболее оптимального варианта, обеспечивающего надежное и эффективное функционирование установки.

#### **3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции**

При разработке вариантов учитываются следующие факторы:

1) В соответствии с исходными данными, питание пиролизного производства относится к 1 категории надежности. Электроснабжение будет осуществляться через три распределительных пункта (РП) 10 кВ, которые будут расположены на территории АГХК, согласно данным, полученным на производственной практике, местоположение РП заранее определено на основании расположения пиролизных установок.

2) Небольшая доля электрических нагрузок (около 5 %) относится к особой категории надежности электроснабжения. Для повышения уровня устойчивости энергоснабжения на АГХК имеется возможность подключить указанные потребители к независимому резервному источнику питания [8], обеспечивающему бесперебойное снабжение критически важных участков предприятия.

3) Суммарная величина прогнозируемой нагрузки АГХК с учетом вводимой пиролизной установки составляет 221 МВт. Предварительно проведённый анализ позволяет утверждать, что имеющаяся общая трансформаторная мощность объектов энергосистемы АГХК достаточна для обеспечения указанной нагрузки:

– Подстанция ПС 500 кВ АГХК» имеет установленную трансформаторную мощность 1000 МВА,

– Главные понизительные подстанции: ГПП-1 мощность 320 МВА и ГПП-2 мощность 640 МВА.

4) Для подтверждения выводов потребуется детальное исследование режима загрузки оборудования и проверка условий безопасности функционирования сетей.

5) Особенности сетевой инфраструктуры: В непосредственной близости от площадки Амурского газохимического комплекса находится один из крупных источников питания энергорайон – Свободненская ТЭС. Расстояние между территорией комплекса и указанным объектом составляет примерно 2 километра, что обеспечивает условия для организации надежного присоединения новых энергетических нагрузок комплекса. Ближайшие сети высокого класса напряжения включают линии электропередачи классов 500 кВ и 220 кВ, а также внутриплощадочные кабельную сеть напряжением 110 кВ.

6) Условия производства на АГХК предрасполагают к преимущественному использованию кабельных ЛЭП, так как территория комплекса насыщена производственными сооружениями, оборудованием и коммуникациями, что делает прокладку воздушных линий практически невозможной или экономически неоправданной в некоторых местах

7) На представленной карте-схеме (рисунок 5), выполненной в крупном масштабе, детально показаны следующие элементы:

– Расположение Свободненской ТЭС;

– Трассы воздушных линий электропередач (ВЛ) напряжением 500 кВ и 220 кВ;

– Маршруты прокладки кабельных линий напряжением 110 кВ, учитывающие наличие производственных сооружений и особенности рельефа местности;

– Точное размещение распределительных пунктов (РП-1, РП-2, РП-3), установленных на площадке АГХК.



1. Строительство новой подстанции глубокого ввода (ПГВ) с питанием от внешней сети, что является типовым решением для крупных промышленных предприятий [7].

2. Интеграция РП 10 кВ в существующую электросетевую инфраструктуру АГХК с использованием резервов действующих подстанций, что может быть более экономичным решением.

При выборе вариантов реконструкции сети рассмотрим технические решения по электроснабжению энергопринимающих установок пиролизного производства, предусматривающие подключение к разным электросетевым объектам. При разработке вариантов так же будут обеспечены:

- минимизация суммарных длин сооружаемых ЛЭП,
- исключение избыточных трансформации напряжения (за счет отказа от промежуточных ступеней 35 кВ),
- резервирования питания.
- предпочтительное использования радиальных схем питания РП, так как кольцевые схемы имеют более низкие технико-экономические показатели и не применяются на ответственных производствах.

С учетом вышеизложенного рассмотрим и проанализируем 4 варианта реконструкции.

1) Вариант № 1 подразумевает:

- строительство новой ПС 110 кВ ПГВ, подключаемой к РУ 110 кВ ПС 500 кВ АГХК по двум КЛ 110 кВ
- РП-1 10 кВ, РП-2 10 кВ, РП-3 10 кВ подключаются к ПС 110 кВ ПГВ радиально по двухцепным КЛ 10 кВ.
- Электроснабжение особой категории будет осуществляться по ЛЭП 10 кВ от существующих сетей 10 кВ АГХК (на схеме не указан).

Вариант № 1 представлен на рисунке 6.

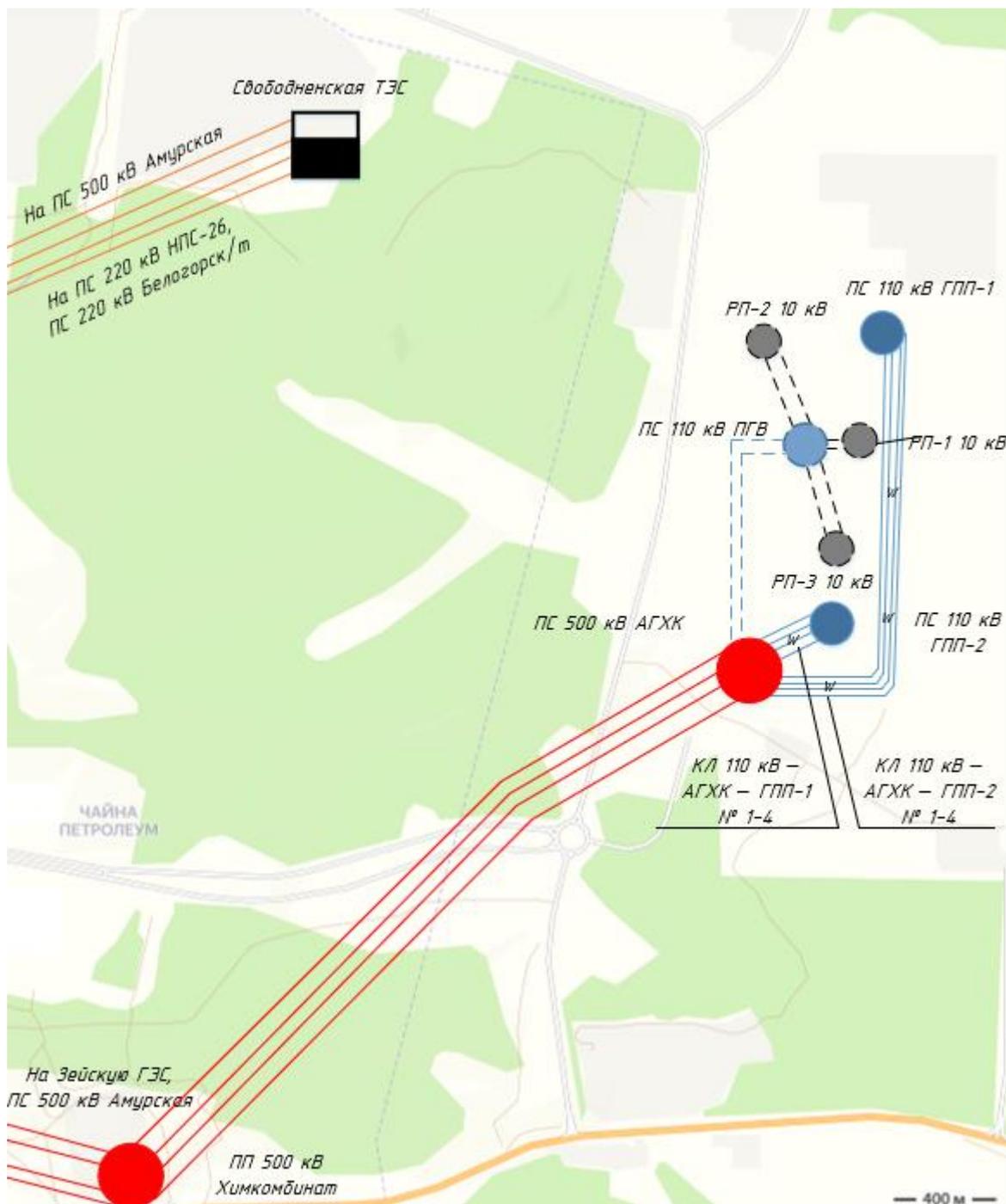


Рисунок 6 – Вариант № 1

2) Вариант № 2 подразумевает:

- строительство ПС 110 кВ ПГВ, подключаемой к РУ 220 кВ Свободненской ТЭС по двум ЛЭП 110 кВ.
- РП-1 10 кВ, РП-2 10 кВ, РП-3 10 кВ подключаются к ПС 220 кВ ПГВ радиально по двухцепным КЛ 10 кВ.

– Электроснабжение особой категории будет осуществляться по ЛЭП 10 кВ от существующих сетей 10 кВ АГХК (на схеме не указан).

Вариант № 2 представлен на рисунке 7.

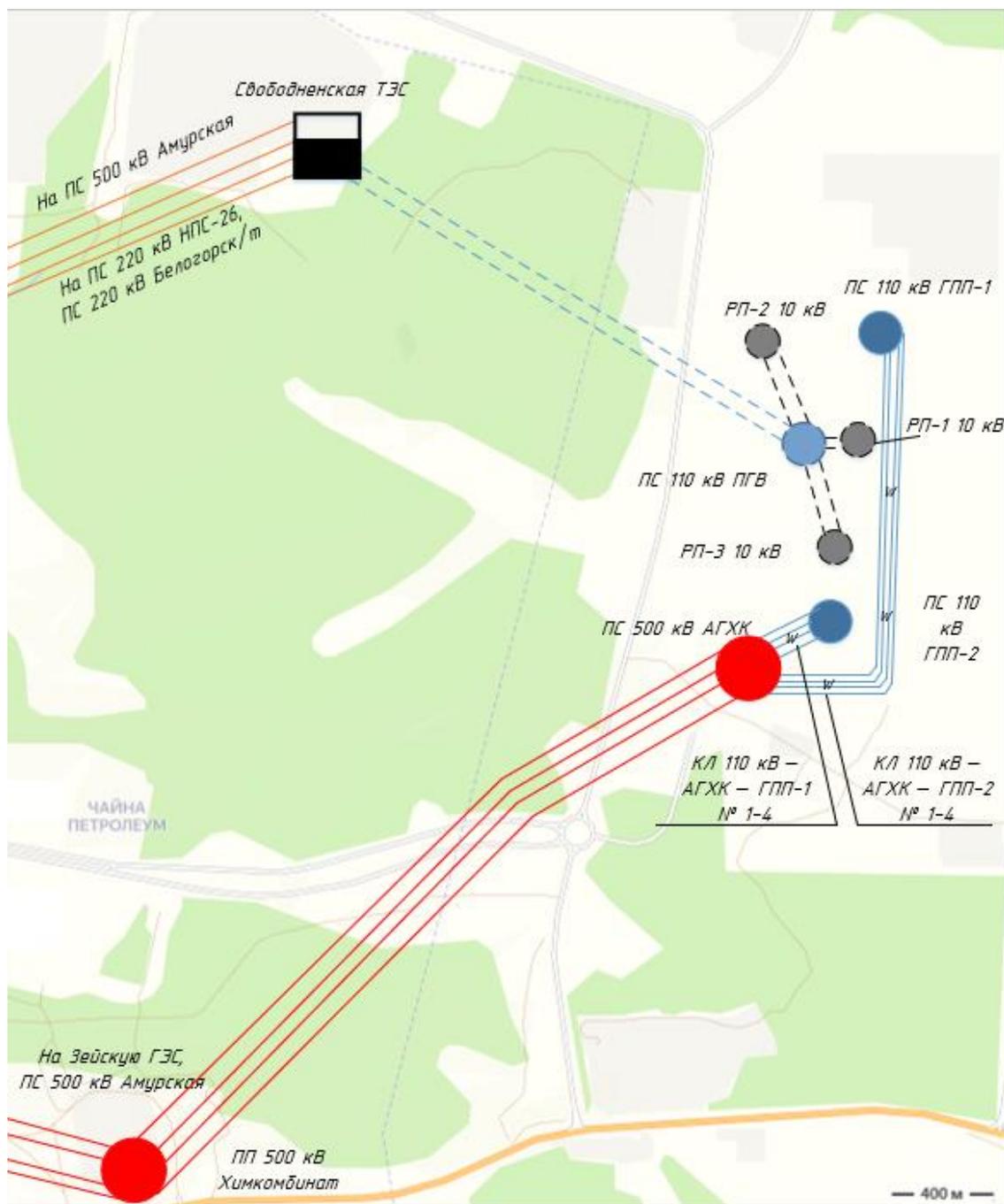


Рисунок 7 – Вариант № 2

3) Вариант № 3 подразумевает:

– строительство ПС 220 кВ ПГВ, подключаемой к РУ 110 кВ Свободненской ТЭС по двум ЛЭП 220 кВ.

- РП-1 10 кВ, РП-2 10 кВ, РП-3 10 кВ подключаются к ПС 110 кВ ПГВ радиально по двухцепным КЛ 10 кВ;
- Электроснабжение особой категории будет осуществляться по ЛЭП 10 кВ от существующих сетей 10 кВ АГХК (на схеме не указан).

Вариант № 3 представлен на рисунке 8.

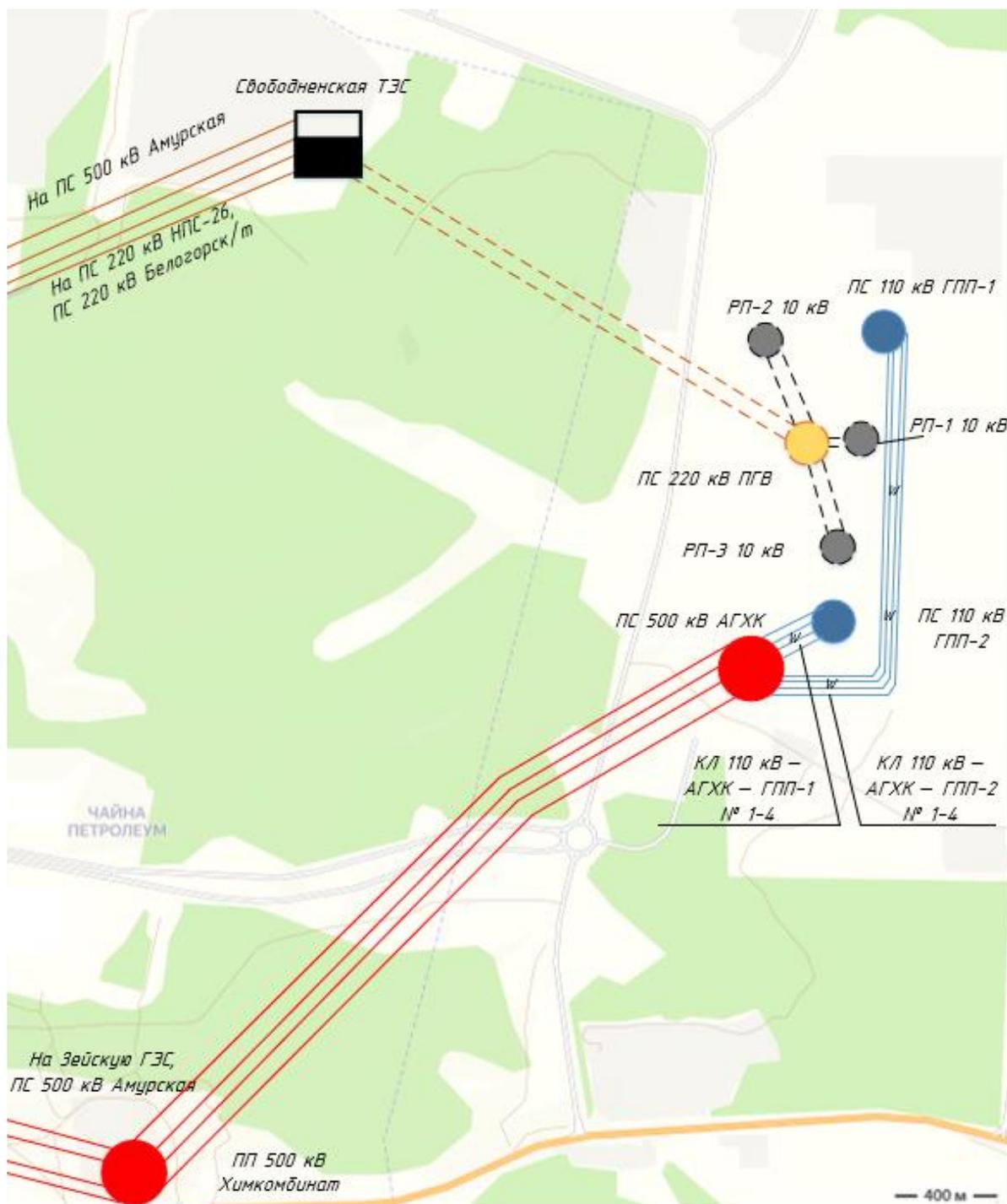


Рисунок 8 – Вариант № 3

8) Вариант № 4 подразумевает строительство только объектов классов напряжения 10 кВ:

– РП-1 10 кВ подключается к ПС 110 кВ ГПП-1 и ПС 110 кВ ГПП-2 двумя КЛ 10 кВ по одной на каждую ГПП;

– РП-2 10 кВ подключается к ПС 110 кВ ГПП-1 по двухцепной КЛ 10 кВ, аналогично РП-3 10 кВ подключается к ПС 110 кВ ГПП-2 по двухцепной КЛ 10 кВ.

Вариант № 4 представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Вариант № 4

Электроснабжение особой категории будет осуществляться от отдельных ЛЭП 10 кВ от существующего источника – ДЭС (на схеме не указан).

### 3.2 Технический анализ вариантов реконструкции

Для последующего проектирования требуется выбор 2 конкурентоспособных вариантов реконструкции, для корректного сравнения вариантов требуется необходимость определения для проектируемых объектов схем электрических принципиальных РУ, числа и мощности трансформаторов, СКРМ.

#### 3.2.1 Обоснование компенсации реактивной мощности

В соответствии с приказом [5], предельное значение  $tg\varphi$  для РУ 10 кВ составляет равным 0,4.

$$tg\varphi_{пред} = 0,4.$$

Рассчитаем коэффициенты реактивной мощности для пиролизных установок на основании рассчитанных нагрузок, результаты приведем в таблице 23.

Таблица 23 – Коэффициенты реактивной мощности

Потребитель	$P_{max}$ , МВт	$Q_{max}$ , Мвар	$tg\varphi$
SS01 (ПП-1 10 кВ)	12	3,47	0,29
SS02 (ПП-2 10 кВ)	30,71	11,7	0,38
SS03 (ПП-3 10 кВ)	18,37	6,23	0,34

Согласно полученным результатам компенсация реактивной мощности не требуется, т.к.  $tg\varphi < tg\varphi_{пред}$ .

#### 3.2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов, проверка существующих трансформаторов

Осуществим проверку и выбор трансформаторов для этого рассчитаем полную мощность нагрузки, при расчете учтено, что установка СКРМ не требуется:

$$S_H = \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}, \quad (2)$$

Для ПС 220 кВ ПГВ:

$$S_H = \sqrt{53,7^2 + 17^2} = 56,33 \text{ МВА},$$

$$S_p = \frac{S_H}{n \cdot K_{опт}}, \quad (3)$$

где  $S_p$  – расчётная мощность трансформатора;

$n$  – число трансформаторов;

$K_{опт} = 0,7$  – оптимальный коэффициент загрузки.

Для первой категории надёжности в случае отключения на ПС 220 кВ ПГВ потребуется два трансформатора.

$$S_p = \frac{56,33}{2 \cdot 0,7} = 40,24 \text{ МВА}$$

Принимаем мощность трансформаторов – 40 МВА.

Рассчитаем оценку загрузки произведём для нормального режима и для режима с отключением одного трансформатора:

Коэффициент загрузки в нормальном режиме определяется по формуле:

$$K_{зн} = \frac{S_H}{n \cdot S_{тр.ном}}, \quad (4)$$

$$K_{зн} = \frac{56,33}{2 \cdot 40} = 0,704$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$K_{з.п.а} = \frac{S_H}{(n-1) \cdot S_{тр.ном}}, \quad (5)$$

$$K_{з.п.а} = \frac{56,33}{40} = 1,408$$

Коэффициенты допустимой длительной (без ограничения длительности) и аварийной перегрузок незначительно превышают допустимые значения. Для устранения данной проблемы рассмотрим установку СКРМ на шинах 10 кВ:

Требуемая мощность для попадания в коэффициент загрузки 1,4:

$$S_{нтрреб} = 40 \cdot 1,4 = 56 \text{ МВА},$$

Для определения требуемой мощности СКРМ составим выражение:

$$S_{нтрреб} = \sqrt{53,7^2 + (17 - Q_{КУ})^2} = 56 \text{ МВА},$$

Где  $Q_{КУ}$  – требуемая мощность компенсирующих устройств.

Решая данное выражение получаем

$$Q_{КУ} = 1,12 \text{ Мвар}.$$

Подбираем количество и мощность БК близкое к данному значению: на каждую секцию шин 10 кВ принимаем БК марки УКЛФ 56-10,5-600.

$$Q_{\phi}^{ky} = 0,6 \cdot 2 = 1,2 \text{ Мвар},$$

$$Q_{неск} = 17 - 1,2 = 15,8 \text{ Мвар}. \quad (6)$$

Произведем перерасчет загрузки трансформаторов:

$$S_n = \sqrt{53,7^2 + 15,8^2} = 55,97 \text{ МВА},$$

$$K_{зн} = \frac{55,98}{2 \cdot 40} = 0,70$$

$$K_{з.п.а} = \frac{56,33}{40} = 1,40$$

Полученные коэффициенты находятся в допустимых пределах.

Для ПС 110 кВ ПГВ:

$$S_n = \sqrt{53,7^2 + 17^2} = 56,33 \text{ МВА},$$

$$S_p = \frac{S_n}{n \cdot K_{опт}}, \quad (7)$$

где  $S_p$  – расчётная мощность трансформатора;

$n$  – число трансформаторов;

$K_{опт} = 0,7$  – оптимальный коэффициент загрузки.

Для первой категории надежности в случае отключения на ПС 110 кВ ПГВ потребуется два трансформатора.

$$S_p = \frac{56,33}{2 \cdot 0,7} = 40,24 \text{ МВА.}$$

Принимаем мощность трансформаторов – 40 МВА.

Рассчитаем оценку загрузки произведём для нормального режима и для режима с отключением одного трансформатора:

Коэффициент загрузки в нормальном режиме определяется по формуле:

$$K_{\text{зн}} = \frac{S_{\text{н}}}{n \cdot S_{\text{тр.ном}}}, \quad (8)$$

$$K_{\text{зн}} = \frac{56,33}{2 \cdot 40} = 0,704$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$K_{\text{з.п.а}} = \frac{S_{\text{н}}}{(n-1) \cdot S_{\text{тр.ном}}}, \quad (9)$$

$$K_{\text{з.п.а}} = \frac{56,33}{40} = 1,41$$

Коэффициенты допустимой длительной (без ограничения длительности) и аварийной перегрузок незначительно превышают допустимые значения. Для устранения данной проблемы рассмотрим установку СКРМ на шинах 10 кВ:

Требуемая мощность для попадания в коэффициент загрузки 1,4:

$$S_{\text{нтр.реб}} = 40 \cdot 1,4 = 56 \text{ МВА,}$$

Для определения требуемой мощности СКРМ составим выражение:

$$S_{\text{нтроб}} = \sqrt{53,7^2 + (17 - Q_{\text{КУ}})^2} = 56 \text{ МВА},$$

Где  $Q_{\text{КУ}}$  – требуемая мощность компенсирующих устройств.

Решая данное выражение получаем:

$$Q_{\text{КУ}} = 1,12 \text{ Мвар}.$$

Подбираем количество и мощность БК близкое к данному значению: на каждую секцию шин 10 кВ принимаем БК марки УКЛФ 56-10,5-600

$$Q_{\text{ф}}^{\text{КУ}} = 0,6 \cdot 2 = 1,2 \text{ Мвар},$$

$$Q_{\text{неск}} = 17 - 1,2 = 15,8, \text{ Мвар} \tag{10}$$

Произведем перерасчет загрузки трансформаторов:

$$S_{\text{н}} = \sqrt{53,7^2 + 15,8^2} = 55,97 \text{ МВА},$$

$$K_{\text{зн}} = \frac{55,98}{2 \cdot 40} = 0,70,$$

$$K_{\text{з.п.а}} = \frac{56,33}{40} = 1,40.$$

Полученные коэффициенты находятся в допустимых пределах.

Таким образом к установке два принимаются два трансформатора ТРДН-40000/110/10 для вариантов с ПГВ 110 кВ, и ТРДН-40000/220/10 для

варианта с ПГВ 220 кВ при условии установки двух БК марки УКЛФ 56-10,5-600.

Проверка существующих трансформаторов:

Для варианта № 4 осуществим проверку существующих трансформаторов на ПС 110 кВ ГПП-1 и ГПП-2, и ПС 500 кВ АГХК, результаты сведены в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет трансформаторов

ПС	$P_{ср}$ , МВт	$Q_{ср}$ , Мвар	$S_{н}$ , МВА	$S_{тр.ном}$	n, шт	$K_{зн}$	$K_{з.па}$ при откл. одного Т	$K_{з.па}$ при откл. двух Т
ПС 110 кВ ГПП-1	80,66	30,64	86,28	80	4	0,27	0,36	0,54
ПС 110 кВ ГПП-2	246,93	54,72	252,92	160	4	0,40	0,53	0,79
ПС 500 кВ АГХК	327,58	85,36	339,19	1000	4	0,08	0,11	0,17

Исходя из полученных результатов замена трансформаторов на ПС 110 кВ ГПП-1 и ГПП-2, и ПС 500 кВ АГХК не требуется, существующая трансформаторная мощность имеет большой запас пропускной способности.

### 3.2.3 Разработка однолинейных схем

В данном разделе для вновь проектируемых объектов для их последующей проработки требуется определить схемы РУ.

При выборе схемы РУ должны быть учтены:

- Количество присоединений ЛЭП и трансформаторов;
- Типы трансформаторов;
- Тип проектируемой ПС;
- Категория надёжности электроснабжения;
- Обеспечение работы в нормальных и аварийных режимах;
- Схемы смежных объектов.

С учетом выбранных в предыдущих разделах схем присоединения сооружаемых объектов, типов трансформаторов и в соответствии с требованиями стандарта ПАО «Россети» «Схемы принципиальные

электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения» [11], разработаем схемы РУ.

#### **а) Выбор схемы РУ 110 кВ ПГВ при питании со стороны ПС 500 кВ АГХК**

В данном случае принимается «глухое» подключение РУ 110 кВ ПГВ по схеме «Два блока линия – трансформатор». Данное решение обосновано тем, что расстояние КЛ 110 кВ АГХК – ПГВ № 1, 2 менее 1 км, а собственник у данных объектов один, что упрощает требования к установке дополнительных выключателей 110 кВ со стороны ПС 110 кВ ПГВ

#### **б) Выбор схемы РУ 110 кВ ПГВ**

Для тупиковой подстанции 110 кВ ПГВ принята типовая схема «4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Данное решение обосновано следующими факторами:

- Питание осуществляется по двум ЛЭП 110 кВ без транзита мощности.
- Отсутствие необходимости в сложных схемах с множеством выключателей.
- Требование высокой надежности при минимальной стоимости.
- Минимальное количество коммутационных аппаратов снижает сложность оперативных переключений.
- Схема требует меньшего количества выключателей по сравнению с мостиковыми или иными альтернативными схемами.

#### **в) Выбор схемы РУ 220 кВ ПГВ**

Для тупиковой подстанции 220 кВ ПГВ аналогично принимается типовая схема «4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Данное решение обосновано следующими факторами:

- Питание осуществляется по двум ЛЭП 220 кВ без транзита мощности.

- Отсутствие необходимости в сложных схемах с множеством выключателей.
- Требование высокой надежности при минимальной стоимости.
- Минимальное количество коммутационных аппаратов снижает сложность оперативных переключений.
- Схема требует меньшего количества выключателей по сравнению с мостиковыми или иными альтернативными схемами.

#### **г) Выбор схемы РУ 10 кВ ПГВ**

Для распределительного устройства 10 кВ принята расширенная типовая схема «10-3 – Четыре одиночные, секционированные выключателями, системы шин». Данное решение обосновано следующими факторами:

- Устанавливаемые трансформаторы на ПГВ имеют расщепленную обмотку низкого напряжения.
- Большое количество присоединений;
- Необходимость равномерного распределения нагрузки по трансформаторам. Наличие четырех секций позволяет распределять нагрузки оптимальным образом.
- Возможность вывода любой секции в ремонт без прекращения питания остальных.

#### **д) Выбор схемы РУ 10 кВ для РП 10 кВ**

Для РП 10 кВ принимаем «Одна секционированная выключателем система шин» Данное решение отвечает следующим требованиям:

- Простота: минимальное количество оборудования.
- Надежность: секционирование позволяет локализовать аварии.
- Экономичность: низкие капитальные и эксплуатационные затраты.

Данная схема так же обеспечивает резервирование при подключении независимого источника.

Упрощенных однолинейные схемы вариантов с учетом принятых решений представлены на рисунках 10-13. На данных схемах проектируемое оборудование показано штриховой линией.



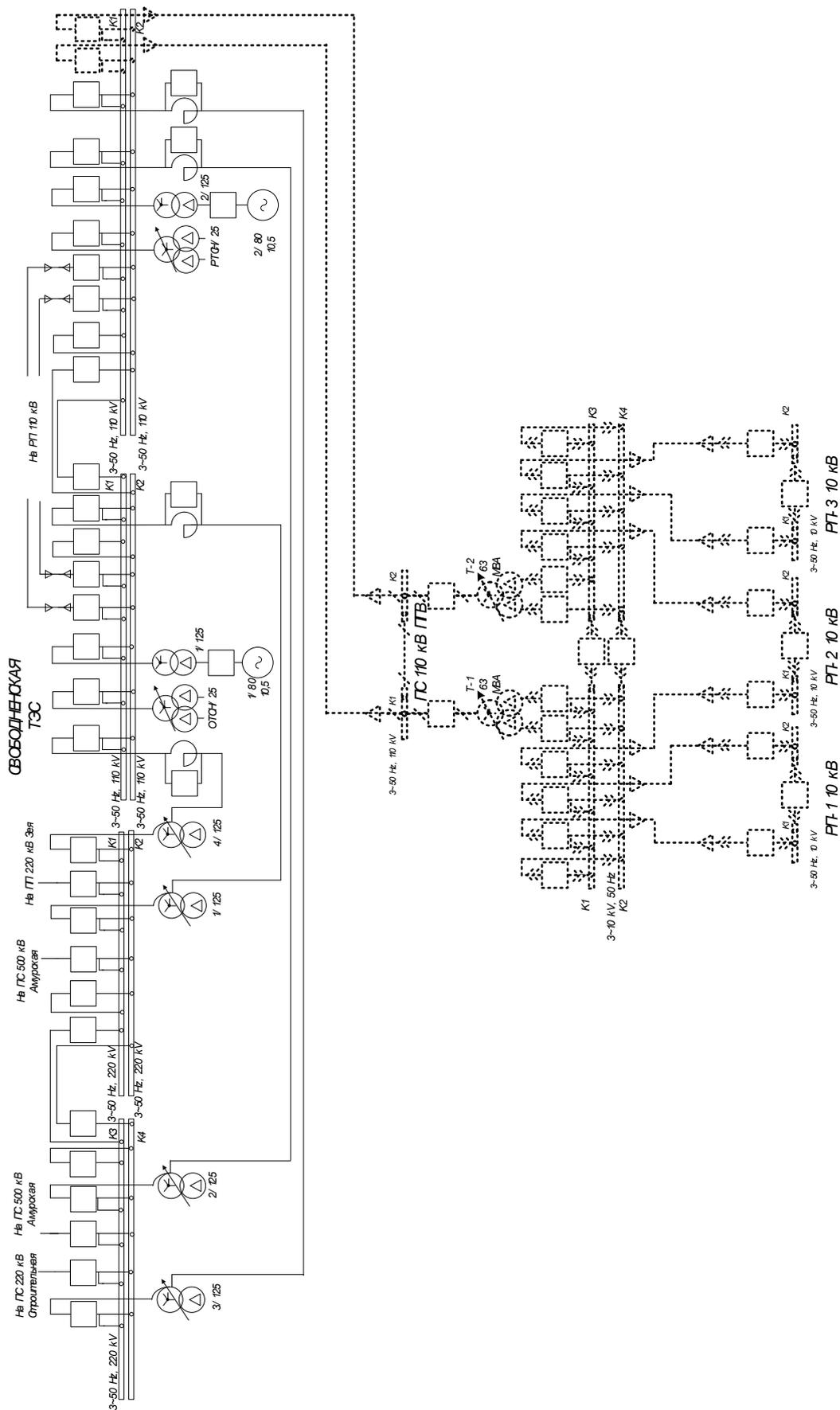


Рисунок 11 – Вариант № 2, упрощенная однолинейная схема



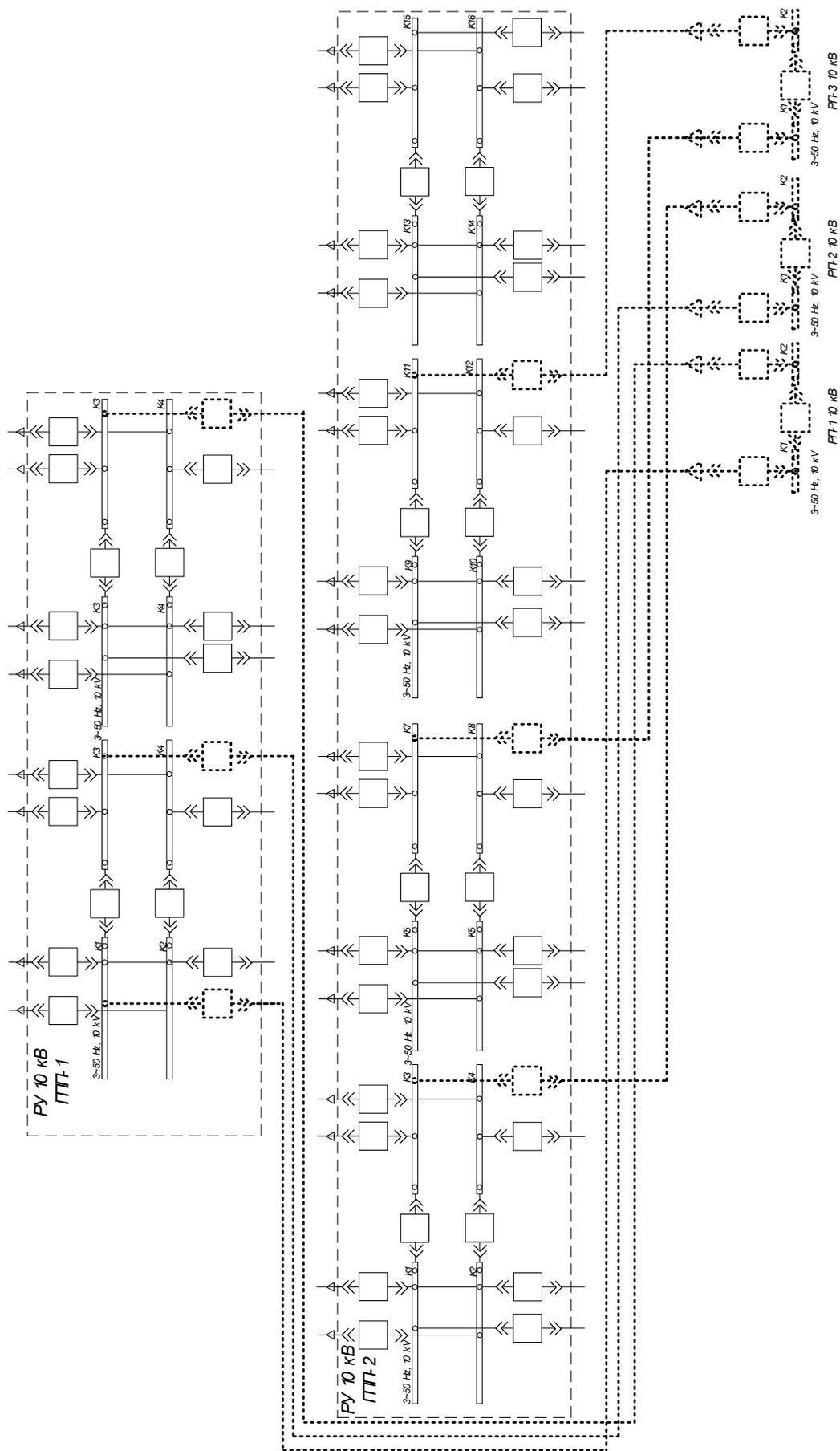


Рисунок 13 – Вариант № 4, упрощенная однолинейная схема

### 3.3 Выбор конкурентоспособных вариантов

В данном разделе из 2 вариантов выберем два для дальнейшей проработки, для этого составим таблицу с проектируемыми ЛЭП и выключателями. Количество новых выключателей принято на основании упрощённых однолинейных схем вариантов реконструкции, длины проектируемых ЛЭП определены на основании карт-схем с учетом масштаба и цепности ЛЭП. Результаты сведены в таблицу 25.

Таблица 25 – Сравнение вариантов

№ варианта	U <sub>ном</sub> , кВ	Суммарные показатели		
		L ЛЭП, м	N <sub>выкл</sub> , шт.	N <sub>трансф</sub> , шт.
1	220	-	-	-
	110	2840	2	2
	10	1904	23	-
2	220	-	-	-
	110	4720	4	2
	10	1904	23	-
3	220	4720	4	2
	110	-	-	-
	10	1904	23	-
4	220	-	-	-
	110	-	-	-
	10	2810	15	-

Так как при сравнении оценивается оборудование разных классов напряжения, то для принятия решения по выбору вариантов рассчитаем суммарные показатели с помощью приведения к одному классу напряжения – 110 кВ на основании укрупненных показателей за единицу оборудования [12].

При таком подходе, например длина ЛЭП 10 кВ принимается во столько раз меньше во сколько меньше ее стоимость по укрупненным показателям.

Результаты сравнения с учетом приведения сведены в таблицу 26.

Таблица 26 – Сравнение вариантов

№ варианта	Суммарные показатели, приведённые к $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$		
	L лэп, м	N <sub>выкл</sub> , шт.	N <sub>трансф</sub> , шт.
1	3093,87	2,33	2,00
2	4973,87	4,33	2,00
3	5603,20	9,06	2,53
4	374,67	0,22	0,00

Исходя из полученных результатов принимаются к дальнейшему рассмотрению варианты № 1 и 4, так как они предусматривают меньшие капитальные вложения по отношению к вариантам № 2 и № 3.

Более детальный экономический расчет вариантов № 1 и № 4 будет приведен в следующем разделе.

## 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ

В данном разделе из двух вариантов на основании технико-экономического сравнения будет выбран оптимальный.

Для двух вариантов рассчитаем минимум приведенных статических затрат:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (11)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования;

$K$  – размер капитальных вложений, требуемых для строительства сети;

$I$  – ежегодные эксплуатационные издержки.

### 4.1 Расчёт капитальных вложений

В контексте электрических сетей капитальные вложения состоят из затрат на сооружение подстанций ( $K_{ПС}$ ) и затрат на строительство линий ( $K_{Л}$ ):

$$K = K_{ПС} + K_{Л}, \quad (12)$$

Капитальные вложения на сооружение подстанций:

$$K_{ПС} = (K_{ПОСТ} + K_{РУ} + K_{ТР} + K_{КУ}), \quad (13)$$

где  $K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат;

$K_{РУ}$  – затраты на сооружение РУ;

$K_{ТР}$  – затраты на покупку силовых трансформаторов;

$K_{КУ}$  – затраты на компенсирующие устройства.

Капитальные вложения на сооружение линий:

$$K_{Л} = K_0 \cdot l_{Л}, \quad (14)$$

где  $K_0$  – удельные затраты на сооружение 1 км ЛЭП, руб./км.

$l_{Л}$  – длина сооружаемых ЛЭП

Оценка капитальных вложений будет произведена с использованием укрупненных стоимостных показателей [13]. Цены на основное оборудование скорректированы с учетом инфляции к текущему моменту [14].

#### 4.2 Расчёт ежегодных эксплуатационных издержек

Ежегодные эксплуатационные издержки – это расходы необходимые для эксплуатации оборудования, и сетей в течение одного года, включают в себя издержки на:

- эксплуатацию и ремонт ( $I_{Э.Р}$ );
- амортизацию ( $I_{АМ}$ );
- потери электроэнергии ( $I_{\Delta W}$ ).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

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

где  $\alpha_{рэоВЛ} = 0,008$ ;  $\alpha_{рэоПС} = 0,059$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию [13].

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ( $T_{СЛ} = 20$  лет), находим по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (16)$$

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

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

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

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии.

Стоимость потерь составляет 7670 руб·МВт/ч.

Ежегодные эксплуатационные издержки находят по формуле [13]:

$$I = I_{AM} + I_{\mathcal{E}} + I_{\Delta W}, \quad (18)$$

где  $I_{AM}$  – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{\mathcal{E}}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

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

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ( $T_{сл} = 20$  лет), [13]:

$$I_{AM} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ВЛ} + K_{ТР} \cdot \alpha_{ТР} + K_{В} \cdot \alpha_{В}, \quad (19)$$

Подробный расчёт приведён в приложении В.

Здесь и далее варианты 1 и 4, выбранные в предыдущем разделе будут обозначены как 1 и 2 вариант соответственно.

Результаты расчетов капитальных затрат и издержек приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Техничко-экономические показатели

Показатель	1 Вариант	2 Вариант
Капитальные вложения, тыс. руб.	1 088 115	83 210
Ежегодные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	63 333	5 803

### 4.3 Определение приведенных статических затрат

Статические затраты можно найти по следующей формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (20)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования ( $E = 0,1$ );

$K$  – капитальные вложения, для сооружения электрической сети;

$I$  – ежегодные эксплуатационные издержки;

На основании вышеуказанных вычислений, необходимо определить о целесообразности реализации разработанного проекта. С этой целью произведем инвестиционную с использованием метода чистого дисконтированного дохода.

В рамках данного метода, все финансовые потоки – расходы и доходы, распределенные по времени, приводятся к единой временной точке, обычно совпадающей с началом реализации проекта. Рассчитанные показатели сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Приведённые затраты

Показатель	1 Вариант	2 Вариант
Среднегодовые приведённые затраты, тыс. руб.	171 508	13 490

Исходя из представленных данных, вариант 2 (ранее № 4) является предпочтительным принимается за основу для дальнейшего проектирования.

#### 4.4 Определение дисконтированных затрат. Расчет ЧДД

Дисконтированные затраты на строительство и эксплуатацию объекта за период времени  $t_{расч}$  рассчитываются по формуле:

$$\sum_{t=0}^{t_{расч}} Z_{диск} = \sum_{t=0}^{t_{расч}} (K_t + I_t - K_{ост}) \cdot (1 + E_{нд})^{-t}, \quad (21)$$

где  $K_t$  – капитальные вложения в строительство (реконструкцию) в  $t$ -ом году ( $0 \leq t \leq t_{расч}$ );

$I_t$  – издержки на эксплуатацию и ремонт в  $t$ -ом году;

$K_{ост}$  – остаточная стоимость демонтируемого оборудования (для объекта реконструкции);

$E_{н.д.}$  - норма дисконтирования.

Детальный расчет приведен в приложении В.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается путем дисконтирования чистого денежного потока  $\mathcal{E}_t$ , определяемого как разница между поступлениями и оттоками средств [13]:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t, \quad (22)$$

где  $O_{pt}$  – годовая выручка;

$I_t$  – годовые расходы;

$H_t$  – налог на прибыль ЮЛ;

$K_t$  – величина инвестиций в год.

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t + K_{лик.t} = \Pi_{ч.т} + I_{м.т} - K_t + K_{лик.t}, \quad (23)$$

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \frac{1}{(1 + E)^t}, \quad (24)$$

где  $T_p$  – расчетный период (для проектов в области энергетики составляет 20 лет);

$E$  – норматив дисконтирования (для энергетических инвестиционных проектов принимают 0,13 о.е.).

Критерием финансовой эффективности инвестиций является условие положительного ЧДД. По данным Федеральной налоговой службы ставка налога на прибыль для юридических лиц составляет 25 %. Налог на прибыль будет рассчитывать следующим образом:

$$Ит = 0,25 \cdot (Opt - Ит), \quad (25)$$

Срок строительства составляет 3 года. Капитальные вложения распределяются по первым трем годам строительства в соотношении 20/50/30 % следующим образом. Результаты расчета представлены на рисунке 14, подробный расчет приведен в приложении В.

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 2 лет. Положительные значения ЧДД свидетельствуют об инвестиционной привлекательности проекта и его целесообразности для реализации.

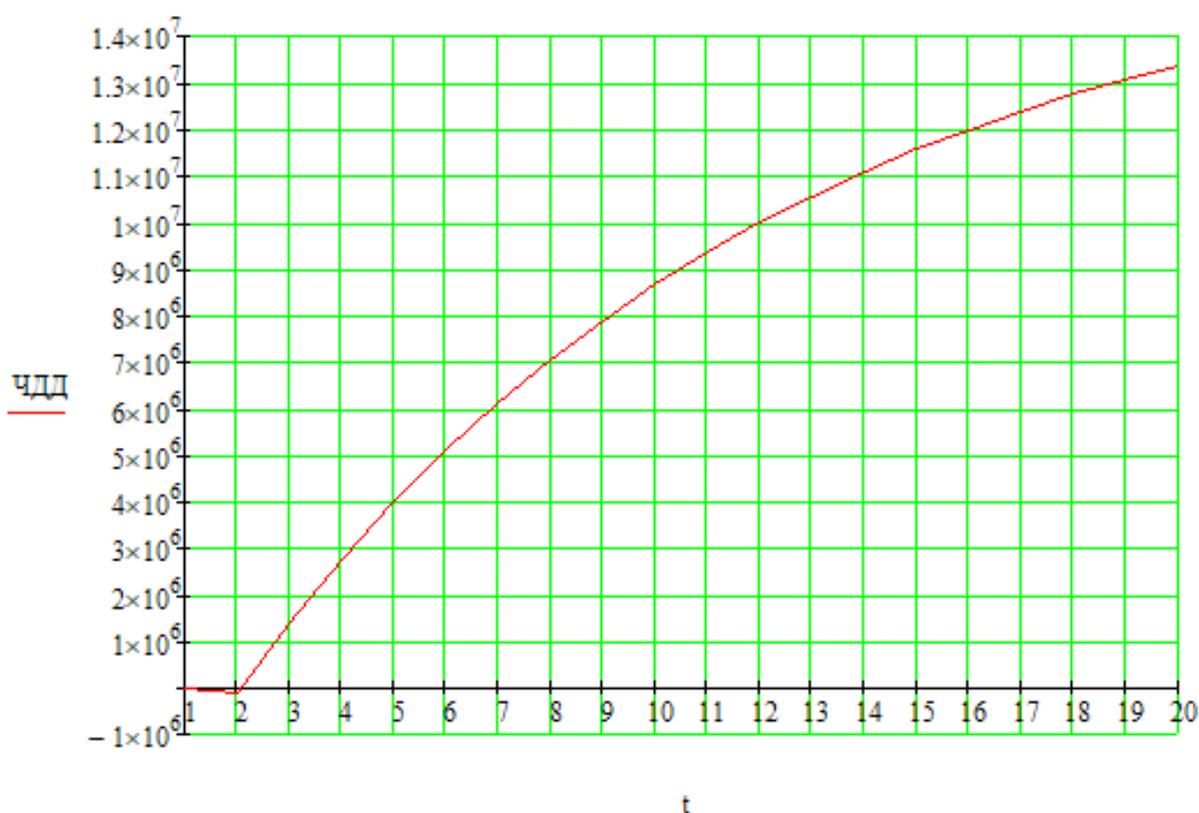


Рисунок 14 – График ЧДД на 20-летний период

#### 4.5 Простой срок окупаемости

Срок окупаемости является ключевым показателем оценки инвестиционной привлекательности проекта и определяется по формуле:

$$T_{ок} = \frac{K}{P_{ч} + I_A}, \quad (26)$$

где  $K$  – капитальные вложения;

$I_A$  – амортизационные отчисления.

$P_{ч}$  – чистая прибыль, определяется по формуле:

$$P_{ч} = O - I - H \quad (27)$$

где  $O$  – доход от полезного отпуска электроэнергии;

$I$  – суммарные издержки;

$H$  – налог на прибыль, 25 %.

Для определения себестоимости воспользуемся формулой:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\Sigma}}, \quad (28)$$

где  $W_{\Sigma}$  – электроэнергия, полученная потребителем за год, МВт·ч, определяется по формуле:

$$W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{cpi}^3 \cdot T_3 + \sum_{i=1}^n P_{cpi}^L \cdot T_L, \quad (29)$$

Детальный расчет представлен в приложении В.

Срок окупаемости варианта – 2 года. Принятый вариант № 2 признается экономически выгодным, поскольку индекс доходности дисконтированных инвестиций  $ИДД > 1$ . Рентабельность проекта составляет 2418 %, начиная с третьего года расчетного двадцатилетнего периода.

## 5 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

Для выбранного варианта произведем расчеты установившихся электроэнергетических режимов в ПВК «RastrWin3» на год окончания перспективного периода для выбранного варианта реконструкции – 2030 г. В рамках расчетов режимов будет выполнено:

- Определение токовых нагрузок оборудования;
- Оценка уровней напряжения;
- Выявление «узких мест», перегруженных элементов;
- Определение необходимости усиления сети для ввода параметров режима в область допустимых значений.

Исходными данными для выполнения расчетов являются нагрузки потребителей, топология сети и параметры её элементов, полученные на основании:

- Нормальной схема электрических соединений объектов Филиала ПАО «Россети» Амурское ПМЭС,
- Материалов, полученных во время прохождения производственной практики.

Ранее в разделе 1.3 был выбран рассматриваемый эквивалент электрической сети.

Прогнозные нагрузки были ранее определены в разделе 2.

При расчётах будут рассмотрены нормальные и послеаварийные режимы [15]

### **5.1 Расчет режима максимальных нагрузок**

Под режимом максимальных нагрузок подразумевается режим зимних нагрузок.

**Нормальный режим.** Далее произведен расчет зимнего режима в нормальной схеме, предполагающей включение в работу всех ВЛ и

трансформаторов, соответствующих их нормальному эксплуатационному состоянию. Графика расчета режима приведена в Приложении Б.

В таблице 29 приведены расчётные уровни напряжений, полученные в ПВК (воспользуемся вкладкой «Узлы» – «Напряжения»):

Таблица 29 – Уровни напряжений

Номер узла	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>расч</sub> , кВ	ΔU, %
1	ПП 500 кВ Химкомбинат 1С	500	501,31	0,26
3	ПП 500 кВ Химкомбинат 2С	500	501,31	0,26
5	ПП 500 кВ Химкомбинат 3С	500	501,40	0,28
8	ПП 500 кВ Химкомбинат 4С	500	501,40	0,28
9	1С 110 кВ АГХК	110	119,90	9,00
10	2С 110 кВ АГХК	110	119,90	9,00
11	3С 110 кВ АГХК	110	119,90	9,00
12	4С 110 кВ АГХК	110	119,90	9,00
13	АТ-1 ВН	500	501,26	0,25
14	АТ-2 ВН	500	501,36	0,27
15	АТ-3 ВН	500	501,26	0,25
16	АТ-4 ВН	500	501,36	0,27
17	Т-1 ГПП-1	110	119,81	8,92
18	Т-2 ГПП-1	110	119,81	8,92
19	Т-3 ГПП-1	110	119,85	8,96
20	Т-4 ГПП-1	110	119,85	8,96
21	Т-1 ГПП-2	110	119,88	8,98
22	Т-2 ГПП-2	110	119,88	8,98
23	Т-3 ГПП-2	110	119,80	8,91
24	Т-4 ГПП-2	110	119,88	8,98
33	1С ГПП1	10	10,72	7,20
35	2С ГПП1	10	10,72	7,20
37	3С ГПП1	10	10,82	8,15
39	4С ГПП1	10	10,81	8,15
41	1С ГПП2	10	10,83	8,26
43	2С ГПП2	10	10,83	8,27
45	3С ГПП2	10	10,81	8,13
47	4С ГПП2	10	10,81	8,14
101	РП-1	10	10,70	6,97
102	РП-2	10	10,33	3,31
103	РП-3	10	10,60	6,05
300	ЗГЭС	500	513,38	2,68
301	Агорта 2	500	513,64	2,73
400	ЗГЭС	500	513,42	2,68
401	Агорта 1	500	513,64	2,73
500	ПС 500 кВ Амурская 1	500	500,01	0,00
501	Агорта 3	500	513,62	2,72
600	ПС 500 кВ Амурская 2	500	500,00	0,00

Отклонения напряжений не превышают 10% [5].

В таблицах 30-31 приведены результаты расчетов токовой загрузки ЛЭП в процентах ДДТН (вкладка «Ветви» – «Токовая загрузка ЛЭП»).

Таблица 30 – Токовая загрузка ЛЭП

№ начала	№ конца	Название	ДДТН, А	I <sub>max</sub> , А	Загрузка, в %
4	600	ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 1	1000	205,26	20,53
6	301	ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 2	2000	268,74	13,44
7	500	ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 2	2000	203,32	10,17
33	102	КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1	1950	918,27	47,09
35	102	КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 2	1950	918,27	47,09
39	101	КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1	880	318,27	36,17
41	101	КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1	880	355,93	40,45
45	103	КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2	1440	527,86	36,66
47	103	КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2	1440	528,21	36,68
300	301	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	2000	196,52	9,83
400	401	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	2000	208,16	10,41
401	2	ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 1	1000	269,91	18,74

Таблица 31 – Токовая загрузка трансформаторов

Название	I <sub>max</sub> , А	Загрузка, в %
АТ-1 ПС 500 кВ АГХК	69,19	23,94
АТ-2 ПС 500 кВ АГХК	69,36	24,00
АТ-3 ПС 500 кВ АГХК	69,17	23,93
АТ-4 ПС 500 кВ АГХК	69,33	23,99
Т-1 ГПП-1	153,72	38,33
Т-2 ГПП-1	153,70	38,33
Т-3 ГПП-1	83,79	20,89
Т-4 ГПП-1	84,22	21,00
Т-1 ГПП-2	142,22	28,33
Т-2 ГПП-2	169,24	33,71
Т-3 ГПП-2	185,22	36,90
Т-4 ГПП-2	190,39	37,93

Уровни напряжения и токовая загрузка находятся в допустимых пределах.

### Послеаварийные режимы.

Рассчитаем наиболее тяжелые режимы с отключения элемента сети в схеме ремонта:

- Отключение КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1, КЛ 10 кВ ГПП-2 –

РП-1 № 2, КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2;

- Отключение АТ-1, АТ-3 ПС 500 кВ АГХК;
- Отключение Т-1 ПС 110 кВ ГПП-1, Т-4 ПС 110 кВ ГПП-2;
- Отключение ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 1, отключение ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 1;
- Отключение ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1, отключение ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 1.

Результаты расчетов приведены в приложении Б.

## 5.2 Расчет режима минимальных нагрузок

Под режимом минимальных нагрузок подразумевается режим летних нагрузок. В таблице 32 приведены расчётные уровни напряжений.

Таблица 32 – Уровни напряжений

Номер	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>расч</sub> , кВ	ΔU, %
1	2	3	4	5
1	ПП 500 кВ Химкомбинат 1С	500	511,34	0,27
3	ПП 500 кВ Химкомбинат 2С	500	511,34	0,27
5	ПП 500 кВ Химкомбинат 3С	500	511,43	0,29
8	ПП 500 кВ Химкомбинат 4С	500	511,43	0,29
9	1С 110 кВ АГХК	110	122,30	9,18
10	2С 110 кВ АГХК	110	122,30	9,18
11	3С 110 кВ АГХК	110	122,30	9,18
12	4С 110 кВ АГХК	110	122,30	9,18
13	АТ-1 ВН	500	511,29	0,26
14	АТ-2 ВН	500	511,39	0,28
15	АТ-3 ВН	500	511,29	0,26
16	АТ-4 ВН	500	511,39	0,28
17	Т-1 ГПП-1	110	122,21	9,10
18	Т-2 ГПП-1	110	122,21	9,10
19	Т-3 ГПП-1	110	122,25	9,14
20	Т-4 ГПП-1	110	122,25	9,14
21	Т-1 ГПП-2	110	122,28	9,16
22	Т-2 ГПП-2	110	122,28	9,16
23	Т-3 ГПП-2	110	122,20	9,09
24	Т-4 ГПП-2	110	122,28	9,16
33	1С ГПП1	10	10,93	7,34
35	2С ГПП1	10	10,93	7,34
37	3С ГПП1	10	11,04	8,31
39	4С ГПП1	10	11,03	8,31

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5
41	1С ГПП2	10	11,05	8,43
43	2С ГПП2	10	11,05	8,44
45	3С ГПП2	10	11,03	8,29
47	4С ГПП2	10	11,03	8,30
101	РП-1	10	10,91	7,11
102	РП-2	10	10,54	3,38
103	РП-3	10	10,81	6,17
300	ЗГЭС	500	523,65	2,73
301	Агорта 2	500	523,91	2,78
400	ЗГЭС	500	523,69	2,73
401	Агорта 1	500	523,91	2,78
500	ПС 500 кВ Амурская 1	500	510,01	0,00
501	Агорта 3	500	523,89	2,77
600	ПС 500 кВ Амурская 2	500	510,00	0,00

Отклонения напряжений не превышают 10% [5].

В таблицах 33-34 приведены результаты расчетов токовой загрузки ЛЭП в процентах ДДТН (вкладка «Ветви» – «Токовая загрузка ЛЭП»).

Таблица 33 – Токовая загрузка ЛЭП

№ начала	№ конца	Название	ДДТН, А	I <sub>max</sub> , А	Загрузка, в %
4	600	ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 1	1000	178,58	17,86
6	301	ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 2	2000	233,80	11,69
7	500	ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 2	2000	176,89	8,85
33	102	КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1	1950	798,89	40,97
35	102	КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 2	1950	798,89	40,97
39	101	КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1	880	276,89	31,47
41	101	КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1	880	309,66	35,19
45	103	КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2	1440	459,24	31,89
47	103	КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2	1440	459,54	31,91
300	301	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	2000	170,97	8,55
400	401	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	2000	181,10	9,06
401	2	ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 1	1000	234,82	16,30

Таблица 34 – Токовая загрузка трансформаторов

Название	I <sub>max</sub> , А	Загрузка, в %
1	2	3
АТ-1 ПС 500 кВ АГХК	60,20	20,83
АТ-2 ПС 500 кВ АГХК	60,34	20,88
АТ-3 ПС 500 кВ АГХК	60,18	20,82

Продолжение таблицы 34

1	2	3
АТ-4 ПС 500 кВ АГХК	60,32	20,87
Т-1 ГПП-1	133,74	33,35
Т-2 ГПП-1	133,72	33,35
Т-3 ГПП-1	72,90	18,17
Т-4 ГПП-1	73,27	18,27
Т-1 ГПП-2	123,73	24,65
Т-2 ГПП-2	147,24	29,33
Т-3 ГПП-2	161,14	32,10
Т-4 ГПП-2	165,64	33,00

Уровни напряжения и токовая загрузка находятся в допустимых пределах.

### Послеаварийные режимы.

Рассчитаем наиболее тяжелые режимы с отключения элемента сети в схеме ремонта.

Результаты расчетов приведены в приложении Б.

### 5.3 Выводы по результатам расчетов установившихся электроэнергетических режимов

Наибольшие отклонения напряжений по результатам всех расчётов представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Наибольшие отклонения напряжений

Номер узла	Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$\Delta U$ , %
1	2	3	4
1	ПП 500 кВ Химкомбинат 1 С	500	-2,32
3	ПП 500 кВ Химкомбинат 2 С	500	-2,32
5	ПП 500 кВ Химкомбинат 3 С	500	0,28
8	ПП 500 кВ Химкомбинат 4 С	500	0,28
9	1С 110 кВ АГХК	110	9,00
10	2С 110 кВ АГХК	110	9,00
11	3С 110 кВ АГХК	110	9,00
12	4С 110 кВ АГХК	110	9,00
13	АТ-1 ВН	500	0,25
14	АТ-2 ВН	500	0,27
15	АТ-3 ВН	500	0,25
16	АТ-4 ВН	500	0,27
17	Т-1 ГПП-1	110	8,92
18	Т-2 ГПП-1	110	8,92
19	Т-3 ГПП-1	110	8,96

## Продолжение таблицы 35

1	2	3	4
20	Т-4 ГПП-1	110	8,96
21	Т-1 ГПП-2	110	8,98
22	Т-2 ГПП-2	110	8,98
23	Т-3 ГПП-2	110	8,91
24	Т-4 ГПП-2	110	8,98
33	1С ГПП1	10	7,20
35	2С ГПП1	10	7,20
37	3С ГПП1	10	8,15
39	4С ГПП1	10	8,15
41	1С ГПП2	10	8,26
43	2С ГПП2	10	8,27
45	3С ГПП2	10	8,13
47	4С ГПП2	10	8,14
101	РП-1	10	6,97
102	РП-2	10	3,31
103	РП-3	10	6,05
300	ЗГЭС	500	2,68
301	Агорта 2	500	2,73
400	ЗГЭС	500	2,68
401	Агорта 1	500	2,73
500	ПС 500 кВ Амурская 1	500	-0,01
501	Агорта 3	500	2,72
600	ПС 500 кВ Амурская 2	500	0,00

Наиболее загруженные элементы в таблицах 36-37.

Таблица 36 – Наибольшие загрузки ЛЭП

Наименование	$I_{\max}$ , А	Загрузка, в %
ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 1	220,54	22,05
ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 2	329,51	16,48
ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 2	203,32	10,17
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1	947,59	48,59
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 2	1929,00	98,92
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1	685,21	77,87
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1	361,81	41,11
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2	1081,42	75,10
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2	537,03	37,29
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	387,72	19,39
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	243,19	12,16
ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 1	269,91	23,80

Таблица 37 – Наибольшие загрузки Т

Название	Загрузка, в %
1	2
АТ-1 ПС 500 кВ АГХК	24,28
АТ-2 ПС 500 кВ АГХК	48,78
АТ-3 ПС 500 кВ АГХК	24,27
АТ-4 ПС 500 кВ АГХК	48,74
Т-1 ГПП-1	39,08
Т-2 ГПП-1	79,74
Т-3 ГПП-1	25,05
Т-4 ГПП-1	25,28
Т-1 ГПП-2	28,69
Т-2 ГПП-2	34,41
Т-3 ГПП-2	75,80
Т-4 ГПП-2	38,40

Параметры режима в послеаварийных режимах не превышают допустимых пределов [5]:

- токовая нагрузка ЛЭП не превышает ДДТН в нормальном режиме, и АДТН – в послеаварийных;
- отклонения напряжений не превышают 10 %, уровни напряжений не выходят ниже минимально-допустимых напряжений (АДП) и не превышают наибольшие рабочие напряжения.

Принятый вариант подключения пиролизной нагрузки удовлетворяет требованиям к параметрам установившихся электроэнергетических режимов, дополнительное усиление сети не требуется.

## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе для последующего выбора оборудования и разработки РЗА будет произведен расчет токов КЗ на шинах 110 кВ и 10 кВ рассматриваемого района сети. В рамках производственной практики были получены эксплуатационные величины трехфазных токов короткого замыкания. Полученные значения будут использованы для вычисления эквивалентного сопротивления системы, приведенного к шинам 110 кВ ПС 500 кВ АГХК. Исходная схема изображена на рисунке 15.

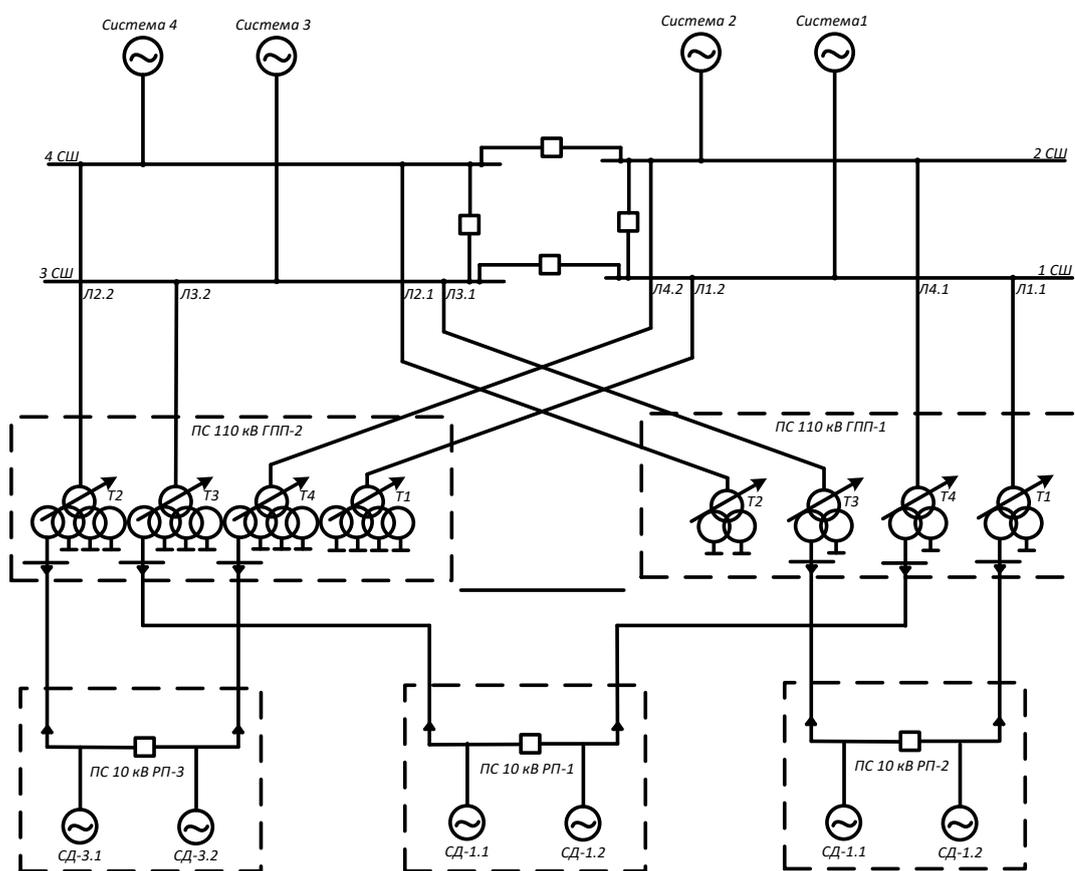


Рисунок 15 – Исходная схема для расчета токов КЗ

Расчёт параметров схемы замещения и токов короткого замыкания производится на основании РД 153-34.0-20.527-98 [16], что обеспечивает

соответствие установленным методическим требованиям.

Для расчёта трёхфазных и двухфазных токов короткого замыкания требуется преобразование (эквивалентирование) расчётной схемы замещения относительно точки КЗ. На рисунке 16 приведена общая схема замещения с обозначенными точками короткого замыкания, для которых требуется выполнить расчет токов КЗ.

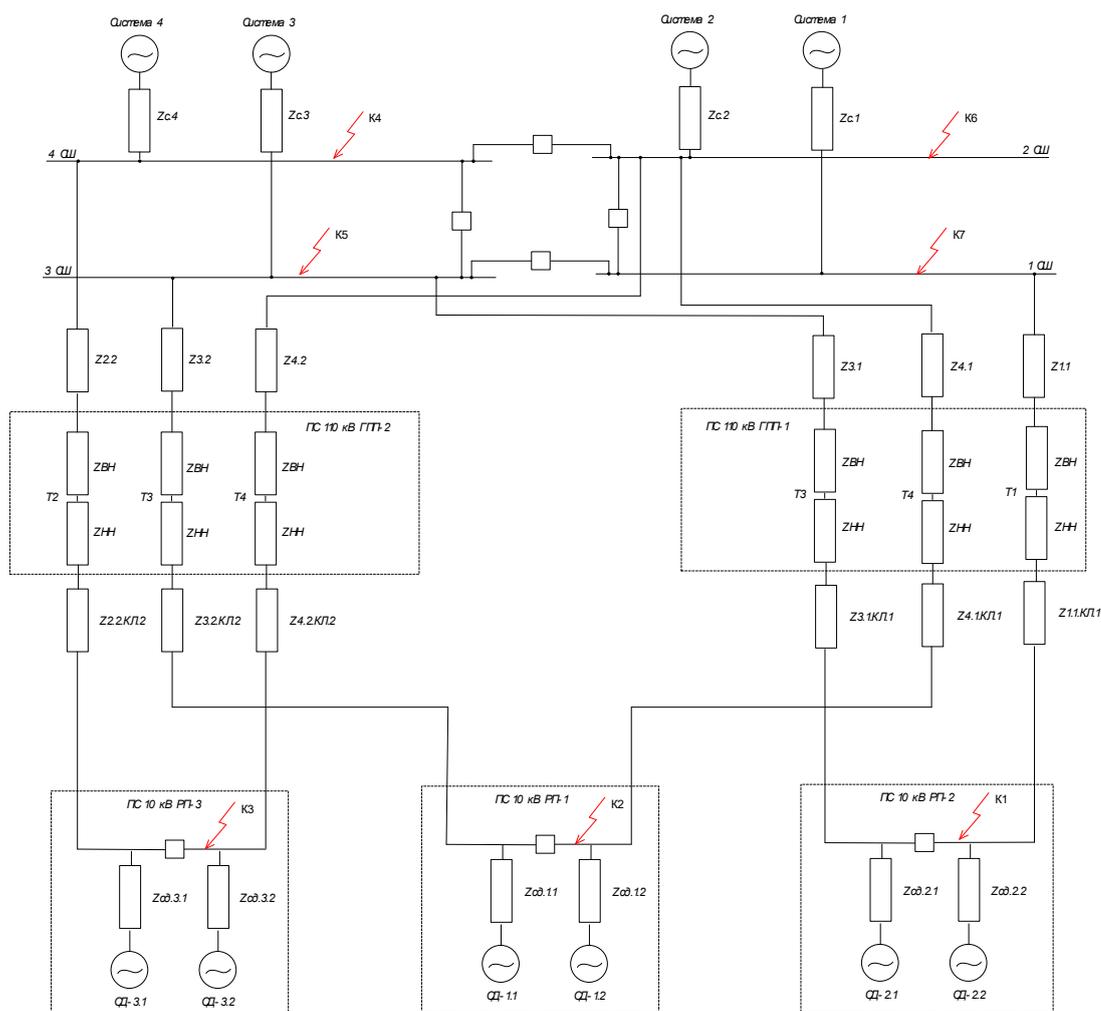


Рисунок 16 – Схема замещения расчета токов КЗ

Произведем расчет параметров эквивалентных сопротивлений системы,

Ом:

$$Z_C = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}}, \quad (30)$$

$$Z_C = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 7,55} = 16,82$$

Исходные данные и результаты расчета приведены в таблице 38. Параметры приведены к стороне 110 кВ.

Таблица 38 – Исходные данные и результаты расчета

Подстанция	Шины	Ток КЗ, кА ( $I_{K3}$ )	Напряжение, кВ ( $U$ )	Обозначение	Сопротивление системы, Ом
ПС 500 кВ АГХК	1 СШ 110 кВ	7,55	110	Zc.1	16,82
	2 СШ 110 кВ	7,55	110	Zc.2	16,82
	3 СШ 110 кВ	7,55	110	Zc.3	16,82
	4 СШ 110 кВ	7,55	110	Zc.4	16,82

Произведем расчет параметров схемы замещения силовых трансформаторов. В качестве исходных данных для расчетов приняты параметры, приведенные в таблице 39.

Таблица 39 – Исходные данные

ПС	T	S, МВА	Схема соединения обмоток	$U_{ном}$ , кВ	$u_B$ , %	$u_{H1} \cdot u_{H4}$ , %
ПС 110 кВ ГПП-1	T1	80	$Y_0/D/D$	115/10,5/10,5	1,06	18,2
	T2	80	$Y_0/D/D$	115/10,5/10,5	1,06	18,2
	T3	80	$Y_0/D/D$	115/10,5/10,5	1,06	18,2
	T4	80	$Y_0/D/D$	115/10,5/10,5	1,06	18,2
ПС 110 кВ ГПП-2	T1	160	$Y_0/D/D/D/D$	115/10,5/10,5/10,5/10,5	3,5425	31,47
	T2	160	$Y_0/D/D/D/D$	115/10,5/10,5/10,5/10,5	3,5425	31,47
	T3	160	$Y_0/D/D/D/D$	115/10,5/10,5/10,5/10,5	3,5425	31,47
	T4	160	$Y_0/D/D/D/D$	115/10,5/10,5/10,5/10,5	3,5425	31,47

Расчетные сопротивления, приведённые к стороне высокого напряжения, Ом:

$$X_B = \frac{U_{KB} u_{BH}^2}{100 S_H}, \quad (31)$$

$$X_{H1-H4} = \frac{U_{KH} u_{BH}^2}{100 S_H}, \quad (32)$$

Произведем расчет для Т1 на ПС 110 кВ ГПП-1. Расчетные параметры схемы замещения для остальных трансформаторов сведем в таблицу 40. Параметры приведены к стороне 110 кВ.

$$X_B = \frac{1,06 \cdot 110^2}{100 \cdot 80} = 1,7087 \text{ Ом}$$

$$X_{H1-H4} = \frac{18,2 \cdot 110^2}{100 \cdot 80} = 30 \text{ Ом}$$

Таблица 40 – Расчетные параметры схемы замещения трансформаторов

ПС	Трансформатор	$X_B$ , Ом	$X_{H1-H4}$ , Ом
ПС 110 кВ ГПП-1	T1	1,7087	31,41
	T2	1,7087	31,41
	T3	1,7087	31,41
	T4	1,7087	31,41
ПС 110 кВ ГПП-2	T1	2,928	26,012
	T2	2,928	26,012
	T3	2,928	26,012
	T4	2,928	26,012

Произведем расчет параметров схемы замещения воздушных и кабельных линий.

Исходные данные для определения параметров прямой/обратной последовательности схемы замещения приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Исходные данные

Наименование	Обозначение	Марка	Длина, км (L)	Удельное сопротивление прямой/обратной послед., Ом/км ( $Z_{уд.п}$ )
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 №1	$Z_{1.1}$	ПвКаПнг(А)2Гж-НФ 1х1600/95(ов)	2,942	0,112
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 №2	$Z_{2.1}$	ПвКаПнг(А)2Гж-НФ 1х1600/95(ов)	2,942	0,112
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 №3	$Z_{3.1}$	ПвКаПнг(А)2Гж-НФ 1х1600/95(ов)	2,887	0,112
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 №4	$Z_{4.1}$	ПвКаПнг(А)2Гж-НФ 1х1600/95(ов)	2,866	0,112
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-2 №1	$Z_{1.2}$	ПвКаПнг(А)2Гж-НФ 1х1600/95(ов)	2,881	0,112
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-2 №2	$Z_{2.2}$	ПвКаПнг(А)2Гж-НФ 1х240/95(ов)	0,298	0,112
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-2 №3	$Z_{3.2}$	ПвКаПнг(А)2Гж-НФ 1х240/95(ов)	0,34	0,112
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-2 №4	$Z_{4.2}$	ПвКаПнг(А)2Гж-НФ 1х240/95(ов)	0,37	0,112
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 №1	$Z_{1.1.кЛ1}$	ПвКаПнг(А)2Гж-НФ 1х240/95(ов)	0,379	0,112
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-2 №2	$Z_{3.1.кЛ1}$	АПВВнг(А)- 1х800-10	0,448	0,04
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1 №1	$Z_{4.1.кЛ1}$	АПВВнг(А)- 1х800-10	0,448	0,04
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 №2	$Z_{2.2.кЛ2}$	АПВВнг(А)- 1х400-10	0,36	0,07
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1 №2	$Z_{3.2.кЛ2}$	АПВВнг(А)- 1х400-10	0,22	0,07
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-3 №1	$Z_{4.2.кЛ2}$	АПВВнг(А)- 1х400-10	0,79	0,07

Сопротивление для схемы замещения, Ом:

$$Z_{\Pi} = L \cdot Z_{уд.п}, \quad (33)$$

Произведем расчет для КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 №2. Расчетные параметры схемы замещения для остальных линий приведены в таблице 42.

Параметры приведены к своим сторонам 110 кВ и 10 кВ соответственно.

$$Z_{1.1} = 2,942 \cdot 0,112 = 0,33 \text{ Ом}$$

Таблица 42 – Расчетные параметры схемы замещения ЛЭП

Наименование	Обозначение	Значение, Ом ( $Z_n$ )
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 № 1	$Z_{1.1}$	0,33
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 № 2	$Z_{2.1}$	0,32
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 № 3	$Z_{3.1}$	0,32
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-1 № 4	$Z_{4.1}$	0,32
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-2 № 1	$Z_{1.2}$	0,03
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-2 № 2	$Z_{2.2}$	0,04
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-2 № 3	$Z_{3.2}$	0,04
КЛ 110 кВ АГХК – ГПП-2 № 4	$Z_{4.2}$	0,04
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1	$Z_{1.1.КЛ.1}$	0,02
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-2 № 2	$Z_{3.1.КЛ.1}$	0,02
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1 № 1	$Z_{4.1.КЛ.1}$	0,03
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2	$Z_{2.2.КЛ.2}$	0,02
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1 № 2	$Z_{3.2.КЛ.2}$	0,06
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-3 № 1	$Z_{4.2.КЛ.2}$	0,02

Определим параметры схемы замещения синхронных двигателей, подключенных к шинам 10 кВ. Средние значения сверхпереходной ЭДС (междуфазная)  $E''_d$  и сверхпереходное сопротивление электрической машины  $X''_d$  определяется при помощи табличных данных. Нагрузка СД принята равной 6 МВА. К установке приняты синхронные двигатели СТД-6-2У3 [17]. Параметры схемы замещения СД приведены в таблице 43.

Таблица 43 – Расчетные параметров схемы замещения СД

Наименование	(ПП/ОП)	Значение, кВ ( $U_{ном}$ )	Значение, о.е. ( $X''_d$ )	Номинальный мощность, МВА
СД	$Z_{с.д.1.1}$	10 кВ	0,2	6 МВА
	$Z_{с.д.1.2}$			
	$Z_{с.д.2.1}$			
	$Z_{с.д.2.2}$			
	$Z_{с.д.3.1}$			
	$Z_{с.д.3.2}$			

В соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 при расчете параметров схемы замещения электрической машины допускается упрощенно учитывать  $X_2 = X''_d$ .

Выполним приведение в именованные единицы по формуле, Ом.

$$X_{СД} = X''_d \frac{U_{НОМ}^2}{S_H}, \quad (34)$$

$$X_{СД} = 0,2 \frac{10^2}{6} = 3,33 \text{ Ом}$$

Моделирование в ПВК RastrWin3.

Для расчетов токов КЗ необходимо во вкладке «Узлы/Несим/ИД» задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение.

Глухозаземленная нейтраль обозначается – «зак». , изолированная – «у».

Во вкладке «Ветви/Несим/ИД» задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации.

Во вкладке «Генераторы/Несим» задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

В приложении Г приведены указанные таблицы.

Ударный ток находится по формуле, кА:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} I_K^{(3)}, \quad (35)$$

Ударный коэффициент находится по формуле:

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

Постоянная времени затухания находится по формуле, с:

$$T_a = \frac{\Sigma X}{\omega \cdot \Sigma r}, \quad (37)$$

Выполним расчет для точки К1.

$$I_k^{(3)} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,27} = 18,9 \text{ кА}$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 18,9 = 16,4 \text{ кА}$$

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,011}} = 1,4$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 18,9 = 37,4 \text{ кА}$$

Для остальных расчетных точек полученные значения сведем в таблице 44.

Таблица 44 – Результаты расчетов токов КЗ

т. КЗ	$I_k^{(3)}$ , кА	$I_k^{(2)}$ , кА	$T_a$ , с	$k_{уд}$	$i_{уд}$ , кА
К1	18,9	16,4	0,011	1,4	37,4
К2	14,1	12,2	0,011	1,4	28,0
К3	14,7	12,7	0,012	1,43	29,8
К4-К7	13,0	6,5	0,011	1,4	25,9

Полученные величины служат исходными данными для выбора высоковольтного оборудования.

## 7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

В данном разделе для проектируемых объектов осуществим выбор и проверку основного и вторичного оборудования

### 7.1 Определение максимальных рабочих токов

Максимальными рабочие токи определяются по следующей формуле, А:

$$I_{\text{max.раб}} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (38)$$

где  $P_{\Sigma}$  и  $Q_{\Sigma}$  – суммарные расчетные активная и реактивная мощности, протекающие в сети данного класса напряжения, кВт, кВар соответственно;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

В таблице 45 приведены максимальные рабочие токи

Таблица 45 – Максимальный ток по КЛ

Наименование ВЛ	Максимальный ток нагрузки, А
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1	949
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-2 № 2	949
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1	361
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1	361
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 1	560
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-3 № 2	560

### 7.2 Выбор и проверка марки и сечения кабелей на стороне 10 кВ

Сечения жил кабелей должны выбираться по длительно допустимому току в послеаварийном режиме и проверяться по термической устойчивости токам КЗ, по потере напряжения и по механической прочности.

Ток послеаварийного режима – это значение тока, при котором вся мощность питаемых электроприемников протекает по одной, оставшейся в работе, линии.

Определение максимального тока послеаварийного режима, протекающего в линии, А:

$$I_{П/А} = \frac{\sqrt{P_{РП}^2 + Q_{РП}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot (N_{Ц} - 1)}, \quad (39)$$

где  $P_{КТП.ВН}$  и  $Q_{КТП.ВН}$  – определенные в разделе 6 значения активной и реактивной мощности, протекающей в сети 10 кВ;

$N_{Ц}$  – количество цепей в линии, принимается равным 2;

$U_{НОМ}$  – номинальное напряжение, 10 кВ.

В таблице 46 приведен максимальный ток в послеаварийном режиме для КЛ 10 кВ, в режиме при питании нагрузки по одной КЛ на РП 10 кВ 1-3 (при отключении второй КЛ 10 кВ).

Таблица 46 – Максимальный ток по КЛ

Наименование ВЛ	Максимальный ток нагрузки, А
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1	1898
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-2 № 2	1898
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1	722
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1	722
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 1	1120
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-3 № 2	1120

Длительно допустимый ток кабеля связан с током послеаварийного режима следующим неравенством, А:

$$I_{П/А} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{ДОП}, \quad (40)$$

где  $k_1$  – поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно лежащих кабелей (ПУЭ таб.1.3.26);

$k_2$  – поправочный коэффициент, учитывающий удельное сопротивление почвы (ПУЭ таб.1.3.23);

$k_3$  – поправочный коэффициент, учитывающий отличие рабочей температуры от той, при которой заданы  $I_{доп}$  в ПУЭ (ПУЭ таб.1.3.13).

Принимаем к установке тройной кабель марки АПвВнг, характеристики показаны в таблице 47.

Таблица 47 – Выбранные марки кабелей 10 кВ

Наименование ВЛ	Марка кабеля	Сечение, мм	Допустимый ток, А
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1	3хАПвВнг(А)-1х800-10 [18]	2400	2319
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-2 № 2	3хАПвВнг(А)-1х800-10	2400	2319
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1	3хАПвВнг(А)-1х400-10 [19]	1200	1526
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1	3хАПвВнг(А)-1х400-10	1200	1526
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 1	3хАПвВнг(А)-1х400-10	1200	1526
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-3 № 2	3хАПвВнг(А)-1х400-10	1200	1526

Выбранный кабель марки АПвВнг имеет следующие конструктивные особенности:

1. Не распространяет горение.
2. Алюминиевая токопроводящая жила.
3. Изоляцией из сшитого полиэтилена.
4. Оболочка из поливинилхлоридного пластика. Оболочка из ПВХ обеспечивает дополнительную защиту от механических повреждений и внешних факторов. ПВХ также обладает хорошими диэлектрическими свойствами и устойчивостью к ультрафиолетовому излучению

Проверим кабель по неравенству, результаты сведем в таблицу 48.

Таблица 48 – Проверка кабелей 10 кВ

Наименование ВЛ	Ток нагрузки, А	Допустимый ток кабеля, А	Условие проверки
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1	1898	2319	Выполняется
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-2 № 2	1898	2319	Выполняется
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1	722	1526	Выполняется
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1	722	1526	Выполняется
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 1	1120	1526	Выполняется
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-3 № 2	1120	1526	Выполняется

Выбранные кабели проходят проверку по допустимому току.

### Проверка по термической устойчивости токам КЗ

Для проверки кабеля на термическую стойкость, нам необходимо найти минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости, оно должно быть меньше сечения выбранное для данного кабеля, мм<sup>2</sup>.

$$S_{\min} = \frac{I_{\text{кз}}^3 \cdot \sqrt{t_{\text{в.о}}}}{C}, \quad (41)$$

где  $I_{\text{кз}}$  – значение трехфазного тока КЗ на шинах питающей ПС, Ка;

$C$  – коэффициент, взятый для алюминиевых кабелей  $95 \frac{\text{кА}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}$ ;

$t_{\text{в.о}}$  – время отключения линии, с.

Определяется по формуле.

$$t_{\text{в.о}} = t_{\text{в}} + t_{\text{о}} + t_{\text{пз}}, \quad (42)$$

$t_{\text{о}}$  – время отключения выключателя, принимается равное 0,03 с;

$t_{\text{в}}$  – выдержка времени, принимается 2,8 с;

$t_{pz}$  – время действия УРЗА, принимается равное 0,1 с.

$$t_{в.о} = 0,03 + 0,1 + 2,8 = 2,93 \text{ с}$$

Результаты расчета сведены в таблице 49.

Таблица 49 – Проверка кабелей 10 кВ

№	Наименование ВЛ	$S_{\min}$ , мм <sup>2</sup> (минимальное сечение)	$S$ , мм <sup>2</sup> (выбранное сечение)	Условие проверки $S \geq S_{\min}$
1	КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1	1152	2400	Выполняется
2	КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-2 № 2	1152	2400	Выполняется
3	КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1	855	1200	Выполняется
4	КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1	891	1200	Выполняется
5	КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 1	855	1200	Выполняется
6	КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-3 № 2	891	1200	Выполняется

Выбранные кабели проходят проверку по термической стойкости.

### Проверка по потере напряжения

Потеря напряжения в кабеле определяется по формуле, кВ:

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot X_0) \cdot L}{U_{\text{ном}}}, \quad (43)$$

Потеря напряжения в кабеле в процентах определяются по формуле, %:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (44)$$

где  $P$  и  $Q$  – значения активной и реактивной мощности, МВт и МВар соответственно;

$r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и реактивное сопротивление выбранного кабеля, ом/км;

$L$  – длина, км;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение, кВ.

Результаты расчета сведены в таблице 50.

Таблица 50 – Проверка кабелей 10 кВ

№	Наименование ВЛ	L, км	$r_0$ , ом/км	$x_0$ , ом/км	P, МВт	Q, МВар	$\Delta U$	$\Delta U\%$	Условие проверки $10 \geq \Delta U\%$
1	КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1	0,448	0,01	0,04	30,71	11,7	0,03	0,35	Выполняется
2	КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-2 № 2	0,448	0,01	0,04	30,71	11,7	0,03	0,35	Выполняется
3	КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1	0,36	0,01	0,07	12	3,47	0,01	0,13	Выполняется
5	КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1	0,79	0,01	0,07	12	3,47	0,03	0,29	Выполняется
4	КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2	0,22	0,01	0,07	18,37	6,23	0,01	0,14	Выполняется
6	КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-3 № 1	0,22	0,01	0,07	18,37	6,23	0,01	0,14	Выполняется

Потери напряжения не превышают требуемых ПУЭ значений, следовательно, кабели удовлетворяет проверке по потери напряжения.

### **Проверка по механической прочности**

В соответствие с требованиями ПУЭ, кабели с алюминиевыми жилами считаются механически прочными, если их сечение больше либо равно 4 мм<sup>2</sup>.

Выбранные сечения больше минимально-допустимого.

Следовательно, кабели считаются механически прочными.

Выбранные кабели удовлетворяют всем проведенным проверкам и могут быть выбраны для эксплуатации.

### **7.3 Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ**

Выбор будет произведен для РП, которая имеет наибольший ток короткого замыкания и наибольшие рабочие токи. На остальных РП к выбору будет принято аналогичное высоковольтное оборудование.

Для распределения электроэнергии на стороне 10 кВ целесообразно применить комплектное распределительное устройство (КРУ). КРУ представляет собой электротехническое устройство, которое состоит из шкафов (полностью или частично закрытых) или блоков, в которых интегрированы коммутационные аппараты, релейная защита и автоматика, измерительные приборы и вспомогательное оборудование. КРУ поставляется в собранном виде или в виде комплекта, полностью готового к сборке, и предназначено для установки внутри помещений.

Было выбрано КРУ внутренней установки 10 кВ компании «ЭЛЕКТРОЦИТ САМАРА» марки КРУ СЭЩ-59 УХЛ1 с вакуумными выключателями для вводных ячеек марки ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5/2000 УХЛ1. В КРУ нет отдельных разъединителей, видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение.

Выполним выбор и проверку КРУ СЭЩ-59 УХЛ1 [20]:

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению, кВ:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (45)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (46)$$

$$2000 \text{ А} \geq 1898 \text{ А}$$

3) Проверка на электродинамическую стойкость, кА:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (47)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 18,9 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (48)$$

$$51 \text{ кА} \geq 37,6 \text{ кА}$$

4) Проверка на термическую стойкость,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ :

$$W_{\text{терм.доп}} \geq W_{\text{к}}, \quad (49)$$

Время от начального момента КЗ до момента его отключения, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (50)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – полное время отключения КЗ, складывается из полного времени отключения выключателя, выдержки времени и времени работы УРЗА, с.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (51)$$

$$t_{\text{откл.}} = 0,03 + 0,1 + 2,8 = 2,93 \text{ с (примем 3 с)}.$$

В связи с тем, что  $t_{\text{откл}} < t_{\text{тер.ном}} = 3$ , то допустимое значение интеграла Джоуля будет находиться по следующей формуле,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ :

$$W_{\text{терм.доп}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (52)$$

$$W_{\text{терм.доп}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot \left( t_{откл.} + T_a \cdot \left( 1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{откл.}}{T_a}} \right) \right), \quad (53)$$

$$B_k = 18,9^2 \cdot \left( 2,93 + 0,011 \cdot \left( 1 - e^{-\frac{2 \cdot 3}{0,011}} \right) \right) = 1333 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2976,75,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 1333 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 51.

Таблица 51 – Условия выбора и проверки КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{расч} = 1898 \text{ А}$	$I_{расч} \leq I_{ном}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о} = 18,9 \text{ кА}$	$I_{п.о} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 37,7 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{терм.доп} = 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1333 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{терм.доп}$

КРУ СЭЩ-59 УХЛ1 полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

#### 7.4 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Произведем выбор и проверку ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5/2000 УХЛ1 [21].

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению, кВ:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (54)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току, А:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}},$$

(55)

$$2000 \text{ A} \geq 1898 \text{ A}$$

3) По отключающей способности:

а) На отключение периодической составляющей тока КЗ, кА:

$$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} \geq I_{n\tau},$$

(56)

где  $I_{n\tau}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в цепи в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя ( $I_{n\tau} = I_{n0}$ ), кА;

$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА.

$$31,5 \text{ кА} \geq 18,9 \text{ кА}$$

б) На отключение аperiodической составляющей тока КЗ, кА:

$$I_{\alpha.\text{НОМ}} \geq I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ}},$$

(57)

где  $\beta_{\text{НОМ}}$  – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в токе отключения (40 - каталожная величина), %;

$I_{\alpha.\tau}$  – расчётное значение аperiodической составляющей тока КЗ в цепи в момент  $\tau$  начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА.

$$I_{\alpha.\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 31,5 = 17,819 \text{ кА}$$

$$I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n\tau} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}},$$

(58)

где  $T_a$  – эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей, с.

$$\tau = t_{\text{мин.рз}} + t_{\text{собст.}}, \quad (59)$$

где  $t_{\text{мин.рз}} = 0,01$  – минимальное время срабатывания релейной защиты согласно ПУЭ, с;

$t_{\text{собст.}} = 0,03$  – собственное время отключения выключателя, с.

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$$

$$I_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot 18,9 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,011}} = 0,8 \text{ кА}$$

$$17,819 \text{ кА} \geq 0,8 \text{ кА}$$

3) По включающей способности, кА:

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (60)$$

где  $I_{\text{вкл}}$  – нормированное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя ( $I_{\text{вкл}} = I_{\text{ном.откл}}$ ), кА.

$I_{\text{н.о}}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ, кА.

$$31,5 \text{ кА} \geq 18,9 \text{ кА}$$

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (61)$$

где  $i_{\text{вкл}}$  – нормированное мгновенное значение тока включения

выключателя, кА.

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ном.откл}}, \quad (62)$$

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 31,5 = 62,37 \text{ кА}$$

$$62,37 \text{ кА} \geq 37,6 \text{ кА}$$

4) Проверка на электродинамическую стойкость, кА:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (63)$$

$$I_{\text{дин}} = I_{\text{ном.откл}}, \quad (64)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 18,9 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (65)$$

$$80 \text{ кА} \geq 37,6 \text{ кА}$$

5) Проверка на термическую стойкость,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ :

$$W_{\text{терм.доп}} \geq W_{\text{к}}, \quad (66)$$

Время от начального момента КЗ до момента его отключения, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (67)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – полное время отключения КЗ, складывается из полного времени отключения выключателя, выдержки времени и времени работы УРЗА,

с.

$$t_{\text{откл.}} = 0,03 + 0,1 + 2,8 = 2,93 \text{ с (примем 3 с).}$$

В связи с тем, что  $t_{\text{откл.}} < t_{\text{тер.ном}} = 3$ , то допустимое значение интеграла Джоуля будет находиться по следующей формуле,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ :

$$B_{\text{терм.доп}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл.}}, \quad (68)$$

$$B_{\text{терм.доп}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot \left( t_{\text{откл.}} + T_a \cdot \left( 1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{\text{откл.}}}{T_a}} \right) \right), \quad (69)$$

$$B_{\text{к}} = 18,9^2 \cdot \left( 2,93 + 0,011 \cdot \left( 1 - e^{-\frac{2 \cdot 3}{0,011}} \right) \right) = 1333 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2907,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 1333 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 52.

Таблица 52 – Условия выбора и проверки выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 1898 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} = 18,9 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{ном.откл}}$
$I_{\alpha.\text{ном}} = 17,819 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} = 0,8 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 18,9 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{вкл}} = 62,37 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 37,6 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$

$I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 18,9 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 37,6 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 1333 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5/2000 УХЛ1 соответствуют условиям выбора.

### 7.5 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Произведем выбор и проверку трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10Р 2000/5 УХЛ1 [22].

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению, кВ:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (70)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (71)$$

$$2000 \text{ А} \geq 1898 \text{ А}$$

3) Проверка на электродинамическую стойкость, кА:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (72)$$

$$100 \text{ кА} \geq 37,6 \text{ кА}$$

4) Проверка на термическую стойкость,  $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$ :

$$W_{\text{терм.доп}} \geq W_{\text{к}}, \quad (73)$$

$$2976,7 \text{ kA}^2 \cdot \text{c} \geq 1333 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}$$

5) По величине вторичной нагрузке, Ом:

$$Z_{2.\text{ном}} \geq Z_2, \quad (74)$$

где  $Z_{2.\text{ном}}$  – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка  $Z_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{\text{приб}}$ , соединительных проводов  $r_{\text{пров}}$  и переходного сопротивления контактов  $r_{\text{конт}}$ .

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (75)$$

Ориентировочное сопротивление контактов  $r_{\text{конт}}$  принимается равным 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

В таблице 53 представлен ориентировочный перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 53 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2.\text{ном}} = \frac{S_{\text{н}}}{I_2^2}, \quad (76)$$

где  $S_{\text{н}}$  – номинальная мощность ТТ, ВА;

$I_2$  – вторичный ток ТТ (5), А.

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

Суммарное сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (77)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность подключенных к обмотке приборов, ВА.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом}$$

Выбираем кабель сечением  $q=4 \text{ мм}^2$  АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=100 \text{ м}$ .

Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (78)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление проводов,  $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ ;

$l$  – длина соединительных проводов;

$q$  – удельное сопротивление материала провода.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 54.

Таблица 54 – Условия выбора и проверки ТТ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 1898 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 37,6 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{терм.доп}} = 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 1333 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{терм.доп}}$
$Z_{2.\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2.\text{ном}}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10Р 2000/5 УХЛ1 соответствуют условиям выбора и проверки.

## 7.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ

В таблице 55 представлен ориентировочный перечень приборов, подключаемых к ТН.

Таблица 55 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	4	24
Ваттметр	СР-3021	5	4	20
Варметр	СТ-3021	5	4	20
Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный 230	7,5	4	30
Итого				94

Произведем выбор и проверку трансформатора напряжения НАМИ-10 УХЛ1 [23].

Согласно паспортным данным номинальная мощность основной вторичной обмотки №1, работающей в классе точности 0,5, составляет 200 ВА.

Суммарная мощность приборов:

$$200 \text{ ВА} \leq 94 \text{ ВА}$$

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 56.

Таблица 56 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 94 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформатора напряжения НАМИ-10 УХЛ1 соответствуют условиям выбора и проверки.

### 7.7 Выбор и проверка ограничителей напряжения 10 кВ

Ограничитель перенапряжений нелинейного типа (ОПН) играет ключевую роль в системе защиты от импульсных перенапряжений, предохраняя электротехническое оборудование подстанций и линий электропередач от коммутационных и атмосферных перенапряжений.

Конструктивно ОПН представляет собой относительно простую систему, основу которой составляет колонна из варисторов, обладающих нелинейной вольт-амперной характеристикой. Геометрически конструкция характеризуется высотой и диаметром этой колонны. Практика показывает, что ключевые характеристики современных ОПН, выпускаемых различными производителями, взаимосвязаны и определяются двумя основными параметрами: наибольшим рабочим напряжением (зависит от высоты колонны варисторов) и способностью рассеивать энергию (зависит от диаметра колонны

варисторов). При выборе ОПН следует в первую очередь учитывать именно эти величины.

К числу основных параметров ограничителя относятся:

1. Максимально допустимое продолжительное рабочее напряжение;
2. Номинальное напряжение, номинальный разрядный ток и класс пропускной способности;
3. Уровни остаточного напряжения при воздействии коммутационных и грозовых импульсов;
4. Значение тока, необходимое для срабатывания системы защиты от взрыва;
5. Длина пути утечки по поверхности внешней изоляции.

Значения параметров, выбранных ОПН занесены в таблицу 57.

ОПН третьего класса энергоемкости.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия, кВ:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}, \quad (79)$$

Принимаем первоначально ОПН-П1-10/10,5/10/550 УХЛ1 по номинальному напряжению 10 кВ.

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН, кВ:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}, \quad (80)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,64 \text{ кВ}$$

$$10,5\text{кВ} \geq 6,64\text{кВ}$$

Энергию, пропускаемую ОПН во время грозового импульса для сетей 3-35 кВ определяется отлично от метода, рассмотренного выше, кДж:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[ (K_{II} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{Н.д})^2 \right], \quad (81)$$

где  $C$  – емкость кабельной линий, мК;

$K_{II}$  – кратность резонансных перенапряжений, равная 2,5;

$U_{НР}$  – наибольшее рабочее напряжение сети, кВ;

$U_{Н.д}$  – наибольшее допустимое напряжение ОПН, кВ.

Ёмкость кабельной линий определяется как, мкФ:

$$C = l \cdot C_0, \quad (82)$$

где  $C_0 = 0,25 \frac{\text{мкФ}}{\text{км}}$  – удельная емкость кабеля, который использован в сети

10 кВ;

$l = 4,35\text{км}$  – длина самой длинной линии в сети 10 кВ.

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1\text{мкФ}$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot \left[ (2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2 \right] = 41,17\text{кДж}$$

Удельная энергоемкость ОПН составит:

$$\mathcal{E}' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах  $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$ .

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 57.

Таблица 57 – Параметры ОПН-П1-10/10,5/10/550 УХЛ1 [24]

Тип ОПН	ОПН-П1-10/10,5/10/550 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	10,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Ток пропускной способности-амплитудное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, А	550
Остающееся напряжение, кВ	37
Длина пути утечки, см	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Выбранные нелинейные ограничители перенапряжений полностью соответствуют требуемым параметрам сети для всех классов напряжений.

### 7.8 Выбор и проверка ошиновки 10 кВ

В качестве токопровода для связи КРУ 10 кВ жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току  $I_{\text{раб.макс}} = 1898 \text{ А}$ .

Принимаем алюминиевые прямоугольные шины АДЗ1Т1 сечением 120x10 мм, с номинальным током  $I_{\text{ном}} = 2300 \text{ А}$ .

Условия выбора и проверки. Проверка по допустимому току, А.

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (83)$$

$$1898 \text{ А} \leq 2300 \text{ А}$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опрными изоляторами принимается равной  $L = 1,5$  м.

Проверяем шины на термическую стойкость,  $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$ .

$$B_{\text{терм.доп}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (84)$$

$$B_{\text{терм.доп}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot \left( t_{\text{откл.}} + T_a \cdot \left( 1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{\text{откл.}}}{T_a}} \right) \right), \quad (85)$$

$$B_{\text{к}} = 18,9^2 \cdot \left( 2,93 + 0,011 \cdot \left( 1 - e^{-\frac{2 \cdot 3}{0,011}} \right) \right) = 1333 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}$$

$$2976,75,3 \text{ kA}^2 \cdot \text{c} \geq 1333 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости,  $\text{мм}^2$ :

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (86)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{1,33 \cdot 10^6}}{90} = 12,82 \text{ мм}^2$$

где  $C=90$ -для алюминиевых шин.

$$q_{\text{min}} \leq q=S, \quad (87)$$

Площадь шины,  $\text{мм}^2$ .

$$S = a \cdot b, \quad (88)$$

где  $a$  и  $b$  - ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий, мм.

$$S = 120 \cdot 10 = 1200 \text{ мм}^2$$

$$12,82 \text{ мм}^2 \leq 1200 \text{ мм}^2$$

Максимальное усилие, приходящиеся на один метр длины шины, Н/м:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}, \quad (89)$$

где  $i_{\text{уд}}$  - ударный ток на шине, кА;

$a$  - расстояние между фазами, м.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{16,4^2}{0,2} = 454,94 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (90)$$

где  $L$  - длина пролета между опорными изоляторами, м;

$W_{\phi}$  - момент сопротивления шины, см<sup>3</sup>.

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot L^2}{6} \quad (91)$$

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{454,95 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 27,3 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины  $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ .

Шины считаются механически прочны, если  $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$ .

$$27,3 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Условия выбора и проверки сведены в таблицу 58.

Таблица 58 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{\text{НОМ}} = 2300 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 1898 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$B_{\text{к.ном}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 1333 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$
$q = 480 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} = 94,78 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} \leq q$
$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} = 27,3 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$

Выбранные шины полностью соответствуют условиям выбора и проверки.

## 7.9 Система оперативного тока

Система оперативного тока формируется из взаимосвязанного комплекса элементов, включающего источники питания, кабельные сети, токоведущие шины, коммутационные аппараты и прочие компоненты, обеспечивающие функционирование оперативных цепей.

К системам оперативного тока предъявляются повышенные требования в отношении надежности, особенно в условиях коротких замыканий и других аномальных режимов, возникающих в силовых цепях. Существуют различные типы систем оперативного тока, среди которых выделяют:

1) Системы постоянного оперативного тока, в которых электропитание оперативных цепей осуществляется от аккумуляторных батарей.

2) Системы переменного оперативного тока, использующие в качестве основных источников питания измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд.

3) Системы выпрямленного оперативного тока, в которых переменный ток преобразуется в постоянный посредством блоков питания и выпрямительных устройств.

4) Комбинированные системы оперативного тока, объединяющие различные типы систем оперативного тока для обеспечения гибкости и резервирования.

Исходя из вышеизложенного, для проектируемой подстанции 10 кВ, учитывая необходимость обеспечения высокой надежности, наиболее подходящим вариантом является система переменного оперативного тока.

## 8 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

### 8.1 Основные требования и особенности выполнения РЗА

Ключевыми критериями, определяющими эффективность функционирования релейной защиты, являются:

Селективность – способность устройства точно определять и отключать только поврежденный участок сети;

Быстродействие – минимальное время срабатывания для ограничения зоны воздействия аварии;

Чувствительность – способность реагировать на повреждения даже при минимальных значениях токов короткого замыкания;

Надежность – устойчивость к отказам в различных режимах работы электрической сети.

Помимо указанных требований, при проектировании устройств РЗА необходимо учитывать эксплуатационные, конструктивные и экономические аспекты, включая простоту обслуживания, минимизацию затрат на внедрение и техническое обслуживание [25].

### 8.2 Защита распределительных сетей 10 кВ

В соответствии с требованиями к релейной защите, первая степень выполняется в виде токовой отсечки (ТО), обеспечивающей мгновенное отключение поврежденного участка при сверхтоках короткого замыкания. Вторая степень реализуется посредством максимальной токовой защиты (МТЗ), действующей с выдержкой времени для обеспечения селективности в сложных разветвленных сетях [26].

#### **Функциональные возможности терминала «Сириус-2-Л».**

В качестве микропроцессорного устройства РЗА для защиты линий 10 кВ со стороны ПС 110 кВ ГПП-1 и ПС 110 кВ ГПП-2 будем использовать Сириус-2-Л.

Микропроцессорный терминал "Сириус-2-Л" обеспечивает комплексную защиту электроустановок 6-35 кВ, реализуя современные алгоритмы релейной защиты с использованием цифровых технологий обработки сигналов. Принятая схема защиты основана на двухступенчатой системе, сочетающей быстродействующую токовую отсечку и максимальную токовую защиту с временной селективностью [27].

#### **Реализованные ступени защиты.**

##### **Первая ступень - токовая отсечка (ТО).**

- Срабатывает без выдержки времени при превышении уставки тока КЗ;
- Уставка выбирается выше максимального рабочего тока и ниже минимального тока КЗ;
- Время срабатывания не превышает 20 мс.

##### **Вторая ступень - максимальная токовая защита (МТЗ).**

- Реализуется с независимой или зависимой от тока выдержкой времени;
- Имеет регулируемую характеристику срабатывания.

#### **Дополнительные функции защиты**

Терминал "Сириус-2-Л" дополнительно обеспечивает:

- Защиту от замыканий на землю (ЗНН);
- Контроль изоляции сети;
- Защиту от перегрузки;
- Логическую защиту (защиту шин);
- Автоматику повторного включения (АПВ).

#### **Преимущества реализованного решения.**

Высокая точность срабатывания благодаря 16-разрядному АЦП и частоте дискретизации 1000 Гц.

Гибкость настроек с возможностью программирования до 32 уставок.

Самодиагностика с контролем целостности измерительных цепей.

Ведение аварийных осциллограмм с записью до 100 последних событий.

Совместимость с различными системами АСУ ТП через стандартные протоколы (IEC 61850, Modbus).

### Эксплуатационные характеристики

- Диапазон рабочих температур: от -40°C до +55°C;
- Степень защиты корпуса: IP51;
- Срок службы: не менее 12 лет;
- Межповерочный интервал: 8 лет.

Принятая схема защиты на базе "Сириус-2-Л" полностью соответствует требованиям ПУЭ 7, обеспечивая надежную защиту электрооборудования при минимальном времени отключения повреждений.

### Расчёт токовой отсечки.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{с.то} = I_{к}^{(3)} \cdot k_{н}, \quad (92)$$

где  $k_{н}$  – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_{к}^{(3)}$  – трехфазный ток в конце линии.

Результаты расчета токовой отсечки сведены в таблице 59

Таблица 59 – Результаты расчета токовой отсечки

Наименование ВЛ	Ток срабатывания, А	Выдержка времени, с
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1	18,9	0
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-2 № 2	18,9	0
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1 № 1	14,1	0
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2	14,7	0
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1 № 2	14,1	0
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-3 № 1	14,7	0

Рассчитаем коэффициент чувствительности, по следующим формулам [28]:

$$k_{ч2.то} = \frac{I_H^{(2)}}{I_{с.то}} \geq 2 \quad (93)$$

где  $I_H^{(2)}$  – двухфазный ток короткого замыкания, кА.

Результаты расчета чувствительности сведены в таблице 60.

Таблица 60 – Результаты расчета чувствительности

Наименование ПС	Ток срабатывания, А	Ток двухфазного КЗ, А	Коэффициент чувствительности
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1	18,9	16,4	0,85
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-2 № 2	18,9	16,4	0,85
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1 № 1	14,1	12,2	0,72
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2	14,7	12,7	0,72
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1 № 2	14,1	12,2	0,72
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-3 № 1	14,7	12,7	0,72

Отсечка не обладает достаточной чувствительностью, т.к  $K_{ч} < 2$ .

#### **Расчёт максимальной токовой защиты.**

Максимальный нагрузочный ток, А:

$$I_{с.мтз} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{нагр}, \quad (94)$$

где  $K_3$ ,  $K_{сзап}$ ,  $K_B$  – коэффициенты защиты, самозапуска и возврата ( $K_3=1,2$ ,  $K_H=1,2$  и  $K_B=0,85$  для Сириус – 2Л);

$I_{нагр}$  – ток, протекающий по ВЛ, отходящего присоединения, А.

Результаты расчета максимальной токовой защиты сведены в таблице 61.

Таблица 61 – Результаты расчета максимальной токовой защиты

Наименование ПС	Ток нагрузки	Ток срабатывания, А	Выдержка времени, с
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1	1898	3215,5	1
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-2 № 2	1898	3215,5	1
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1 № 1	721	1221,5	1
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2	1120	1897,5	1
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1 № 2	721	1221,5	1
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-3 № 1	1120	1897,5	1

Коэффициент чувствительности.

Результаты расчета чувствительности сведены в таблице 62.

Таблица 62 – Результаты расчета чувствительности

Наименование ПС	Ток срабатывания, А	Ток двухфазного КЗ, А	Коэффициент чувствительности
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1	18,9	16,4	0,85
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-2 № 2	18,9	16,4	0,85
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1 № 1	14,1	12,2	0,72
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2	14,7	12,7	0,72
КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1 № 2	14,1	12,2	0,72
КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-3 № 1	14,7	12,7	0,72

**Защита от замыкания на землю.**

В электрических распределительных системах с напряжением от 6 до 35 кВ применяется нейтраль, функционирующая в изолированном режиме. При этом, величина токов короткого замыкания на землю, возникающих в данных сетях, как правило, не выходит за пределы 20-30 ампер.

Ток замыкания на землю находится по следующей формуле, А:

$$I_{3\text{НЗ}} = K \cdot \left( \frac{U \cdot l_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right), \quad (95)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошиновок относительно земли ( $K = 1,25 - 1,35$ );

$l_{\text{кл}\Sigma}$  – суммарная длина кабельных линий, км.

$$I_{3\text{НЗ}} = 1,25 \cdot \left( \frac{10 \cdot 0,21}{10} \right) = 0,26 \text{ А}$$

При эксплуатации сетей с изолированной нейтралью, системы защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) изначально настроены на выдачу предупредительного сигнала. Когда защита реагирует сигналом, оперативный персонал должен немедленно начать поиск поврежденного участка. В случае применения селективной защиты, определение места замыкания осуществляется посредством анализа сигнальных элементов. В отсутствие селективной защиты, для локализации повреждения применяют метод кратковременных отключений и последующих включений линий с одновременным мониторингом напряжения нулевой последовательности. В основе работы защиты от ОЗЗ лежат следующие принципы:

- Непрерывный мониторинг напряжения  $3U_0$  нулевой последовательности;
- Оценка величины мощности нулевой последовательности;
- Анализ переходных процессов токов и напряжений нулевой последовательности, возникающих в момент возникновения ОЗЗ.

### **8.3 Автоматика. Автоматический ввод резерва**

На объектах, находящихся на стадии проектирования и обладающих двумя независимыми источниками электроснабжения, была предусмотрена система на стороне автоматического включения резерва (АВР).

АВР представляет собой механизм, предназначенный для оперативного переключения электропитания потребителей с основного источника на резервный в случае аварийной ситуации или повреждения, повлекшего за собой потерю напряжения. Это способствует повышению надежности электроснабжения и снижению убытков, связанных с перебоями в подаче энергии.

В случае аварии, зачастую вызванной коротким замыканием, для предотвращения развития аварийной ситуации и минимизации повреждений, поврежденный участок сети отключается, после чего в действие вступает АВР, обеспечивая электропитание потребителей от резервной линии. Важно, чтобы при активации АВР резервный источник питания не подвергался перегрузке.

Основные требования, предъявляемые к системам АВР, включают в себя:

Обеспечение совместимости с другими автоматизированными системами для поддержания непрерывности технологического процесса и функционирования подключенного оборудования;

Исключение возможности подключения резервного источника питания к участку сети, где произошло короткое замыкание;

Предотвращение несинхронного включения синхронных электродвигателей, утративших питание от основного источника, в сеть резервного источника;

Запрет на подключение потребителей к резервному источнику питания при пониженном напряжении.

Для обеспечения безопасной эксплуатации необходимо осуществлять контроль исправности выключателей, управляемых устройствами АВР.

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В рамках реконструкции электрических сетей напряжением 110 кВ, обусловленной расширением производственных мощностей ООО «Амурский ГХК» в связи с вводом пиролизного производства, требуется исследовать аспекты промышленной безопасности и экологичности.

В рамках данного раздела рассматриваются следующие ключевые вопросы:

- 1 Меры безопасности при ремонте и монтаже ВЛ (включая отходящие линии от ПС 110 кВ ГПП-1; ПС 110 кВ ГПП-2) и силового оборудования.
- 2 Оценка экологического воздействия проектируемых объектов на окружающую среду и биологические объекты.
- 3 Профилактика чрезвычайных ситуаций – от возникновения до развития, включая меры по их предотвращению.

### 9.1 Безопасность

Требования к работникам, допускаемым к выполнению работ в электроустановках

Персонал, осуществляющий работы в электроустановках, должен соответствовать установленным квалификационным требованиям и нормативным положениям в области электробезопасности. Основные положения включают:

1. Профессиональная подготовка и обучение.
  - Наличие профильного образования или специальной подготовки, соответствующей характеру выполняемых работ.
  - В случае отсутствия необходимой квалификации – обязательное прохождение обучения в специализированных учебных центрах, имеющих соответствующую аккредитацию (учебные комбинаты, учебно-тренировочные центры и иные лицензированные организации).

- Обучение должно быть завершено до допуска к самостоятельной работе в электроустановках.

## 2. Обязательные программы обучения.

Все работники, занятые в электроустановках, обязаны пройти:

- Обучение безопасным методам и приемам выполнения работ с учетом специфики эксплуатации электрооборудования.

- Курс по оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, включая практическую отработку навыков.

- Для электротехнического персонала дополнительно предусматривается специальная подготовка по безопасным методам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, с учетом особенностей обслуживаемых электроустановок.

- Соблюдение нормативных требований и правил безопасности.

Персонал обязан:

- Неукоснительно выполнять требования действующих Правил технической эксплуатации электроустановок (ПТЭЭП), Правил по охране труда (ПОТ) и других регламентирующих документов.

- Следовать указаниям, полученным в ходе вводного, первичного, повторного, целевого и внепланового инструктажей.

- Своевременно проходить проверку знаний по электробезопасности в установленные сроки.

## 3. Допуск к специальным видам работ.

Выполнение специальных работ (например, работы под напряжением, испытания оборудования, работы на высоте) разрешается только работникам:

- Прошедшим дополнительное обучение по соответствующему направлению.

- Имеющим положительные результаты проверки знаний требований безопасности при выполнении данного вида работ.

– Располагающим соответствующей записью в удостоверении о проверке знаний правил работы в электроустановках.

Данные требования направлены на обеспечение безопасной эксплуатации электроустановок, предотвращение электротравматизма и минимизацию рисков возникновения аварийных ситуаций. Их выполнение является обязательным условием допуска персонала к работам любого уровня сложности в электроустановках [29].

### **9.1.1 Безопасность при ремонте и монтаже воздушных линий электропередачи, отходящих от ПС 110 ГПП-1 и ПС 110 кВ ГПП-2**

Эксплуатация и обслуживание высоковольтных воздушных линий электропередачи напряжением, в том числе отходящих от ПС 110 ГПП-1 и ПС 110 кВ ГПП-2, сопряжены с повышенной опасностью для персонала. Основными рисками являются возможность поражения электрическим током, падение с высоты, травмирование падающими предметами, а также воздействие неблагоприятных погодных условий. В связи с этим при организации работ необходимо строго соблюдать комплекс мер безопасности.

Первоочередным требованием является обязательное снятие напряжения с ремонтируемого участка линии и принятие технических мер, исключающих возможность ошибочной подачи напряжения. Особое внимание следует уделять участкам, расположенным вблизи действующих воздушных линий, где возможно возникновение наведенного напряжения. Для защиты персонала участки линии длиной 3 км и более подлежат обязательному заземлению с помощью переносных заземлений.

При подготовке рабочего места необходимо обеспечить четкую организацию производства работ. Это включает в себя установку предупредительных плакатов и знаков безопасности по периметру рабочей зоны, монтаж временных ограждений, а также назначение ответственного за безопасное производство работ. В темное время суток или при недостаточной видимости все рабочие места должны быть оборудованы искусственным освещением достаточной интенсивности.

Выполнение работ на высоте требует особого внимания к вопросам безопасности. Персонал обязан использовать исправные подъемные механизмы и средства защиты от падения - монтажные пояса и страховочные канаты. Категорически запрещается находиться под поднимаемыми грузами или работающими механизмами. При раскатке проводов обязательно применение брезентовых рукавиц для защиты рук от травм. Все инструменты и материалы должны быть надежно закреплены во избежание их падения с высоты.

Особые условия безопасности устанавливаются при работе в неблагоприятных погодных условиях. Проведение любых работ на опорах ВЛ во время грозы строго запрещено. При появлении признаков ухудшения погоды работы должны быть немедленно прекращены, а персонал - спущен с опор. Все указанные меры безопасности направлены на предотвращение электротравматизма и должны неукоснительно соблюдаться всеми участниками работ.

### **9.1.2 Безопасность при ремонте и монтаже силового оборудования**

Перед началом монтажных работ необходимо выполнить комплекс подготовительных мероприятий. Первоочередной задачей является приемка строительной части распределительного устройства от генподрядчика. Данная процедура оформляется соответствующим актом, который подтверждает соответствие выполненных строительных работ проектной документации и готовность объекта к началу электромонтажа. Особое внимание при приемке следует уделить состоянию строительных конструкций и их готовности к последующему монтажу электрооборудования.

Особое значение при организации монтажных работ имеет вопрос устройства заземляющих систем. Все металлические конструкции, включая опорные элементы, спуски и шлейфы от линий электропередачи, подлежат обязательному заземлению в соответствии с требованиями действующих нормативных документов. При этом должны быть соблюдены положения ГОСТ 12.1.030-81 и Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок. На территории открытого распределительного устройства до начала основных

электромонтажных работ необходимо завершить монтаж стационарных заземляющих устройств, молниезащитных систем и осветительных установок.

При выполнении работ на высоте, таких как подвеска изоляторов, монтаж проводов и ошиновка, требуется обеспечить безопасность персонала. Все потенциально опасные зоны внизу должны быть соответствующим образом ограждены. В случаях, когда физическое ограждение невозможно, необходимо организовать постоянный контроль со стороны ответственного руководителя работ. При этом электрооборудование, предназначенное для монтажа, должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75 и ГОСТ 12.2.007.4-75, что гарантирует его безопасную эксплуатацию.

Особые требования предъявляются к процессу монтажа силового оборудования. Категорически запрещается использовать для строповки элементы, не предназначенные для этих целей, а также применять случайные крепежные материалы. При установке приводов выключателей необходимо соблюдать осторожность - держаться за маховики или рукоятки строго запрещено. Монтаж однополюсных разъединителей требует принятия специальных мер для предотвращения самопроизвольного срабатывания ножевых контактов.

При выполнении монтажных работ с использованием цементных растворов важно соблюдать технологические перерывы - поддерживающие конструкции можно демонтировать только после полного затвердевания растворов. Во избежание падения инструментов и деталей запрещается оставлять их на незакрепленных элементах конструкций. Отдельное внимание следует уделить монтажу трансформаторов тока - все неиспользуемые вторичные обмотки должны быть обязательно закорочены и заземлены, что является важным требованием электробезопасности [30].

### **9.1.3 Порядок приемки смонтированного оборудования в эксплуатацию**

Ввод в промышленную эксплуатацию силового электрооборудования представляет собой сложный многоэтапный процесс, требующий строгого

соблюдения установленных нормативов и правил. Перед допуском оборудования в эксплуатацию необходимо выполнить комплекс обязательных мероприятий, направленных на подтверждение его соответствия проектным характеристикам и готовности к безопасной работе.

На первом этапе проводятся приемо-сдаточные испытания всего установленного электрооборудования. Эти испытания выполняются подрядной организацией после полного завершения строительно-монтажных работ в соответствии с утвержденными проектными схемами и технической документацией. Особое внимание уделяется проверке рабочих параметров основного оборудования - силовых трансформаторов, выключателей, разъединителей и других критически важных элементов подстанции. Все испытания сопровождаются составлением соответствующих протоколов, фиксирующих полученные результаты.

Параллельно с приемо-сдаточными испытаниями осуществляются пусконаладочные работы, включающие комплексную проверку функционирования всех систем подстанции. Особое значение придается испытаниям систем релейной защиты и автоматики, которые должны быть тщательно настроены и проверены на корректность срабатывания. Также тестируются системы управления, сигнализации, телемеханики и вспомогательного энергоснабжения.

В течение всего периода строительства и монтажа проводятся промежуточные приемки, позволяющие контролировать качество выполнения работ на каждом этапе. Особое внимание уделяется приемке скрытых работ и ответственных узлов оборудования. Все выявленные в процессе строительства, монтажа или испытаний дефекты и недоделки подлежат обязательному устранению. Строительные организации обязаны исправить все недоработки по строительной части, монтажные организации - устранить недостатки монтажа, а заводы-изготовители - заменить или отремонтировать оборудование с выявленными дефектами.

Окончательная приемка подстанции в эксплуатацию осуществляется специально созданной приемочной комиссией только после полного устранения всех замечаний, получения положительных результатов всех видов испытаний и подготовки полного комплекта исполнительной документации. Комиссия проверяет готовность не только оборудования, но и эксплуатационного персонала к работе на новой подстанции. Лишь после успешного завершения всех этих процедур и подписания соответствующих актов подстанция может быть официально введена в промышленную эксплуатацию.

## **9.2 Экологичность**

### **9.2.1 Защита от загрязнений трансформаторным маслом**

На ПС 110 кВ ГПП-1 запроектированы четыре трансформатора ТРДЦН-80000/110/10 УХЛ1, каждый из которых содержит 23 тонны трансформаторного масла.

Согласно ПУЭ, для трансформаторов с массой масла более 1 тонны предусматриваются специальные защитные сооружения, предотвращающие растекание масла при авариях. Основными элементами этой системы являются маслоприемники, маслоотводы и маслоборники, которые должны соответствовать строгим техническим требованиям [31].

Маслоприемники выполняются с обязательным выступом за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 метра и рассчитываются на полный объем масла в оборудовании. Конструктивно они могут иметь металлическую решетку с гравийной засыпкой толщиной от 0,25 м или выполняться без решетки с непосредственной засыпкой гравия. При эксплуатации особое внимание уделяется состоянию засыпки - при образовании отложений нефтепродуктов толщиной более 3 мм или появлении растительности требуется замена гравия.

Маслоотводы проектируются для эффективного удаления масла и пожарной воды на безопасное расстояние. Они должны обеспечивать отвод 50% масла и всего объема воды в течение 0,25 часа. Конструктивно могут выполняться как заглубленного, так и незаглубленного типа. Регламентируется

регулярная проверка их работоспособности, особенно после обильных осадков или пожаротушения.

Маслосборники, предусмотренные нормами проектирования подстанций, выполняются закрытого типа и должны вмещать полный объем масла трансформатора плюс 80% расхода воды при пожаротушении с 30-минутным запасом. Они оборудуются системой сигнализации о наличии воды с выводом на щит управления.

При работах с трансформаторным маслом соблюдаются строгие меры безопасности. Слив масла допускается только через герметизированные устройства с применением искробезопасного инструмента. Категорически запрещается проводить эти работы во время грозы или использовать открытые сливные люки. Все операции должны исключать разбрызгивание масла, а обнаруженные утечки требуют немедленного устранения.

Приведем расчет маслоприемника с отводом масла для трансформатора ТРДЦН-80000/110/10 УХЛ1 подстанции ПС 110 кВ ГПП-1, габариты и параметры которого приведены в таблице 63 [32].

Таблица 63 – Исходные данные

Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
23	7,62	4,71	6,84

Общий вид трансформатора изображен на рисунке 17.



Рисунок 17 – Общий вид трансформатора

Маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла свыше 20 тонн выполняются с отводом масла. Габариты маслоприемника изображены на рисунке 18.

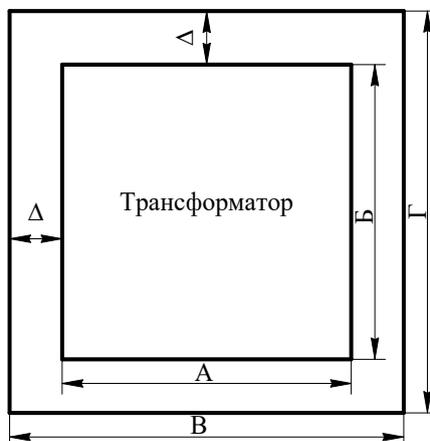


Рисунок 18 – Габариты маслоприемника

Длина маслоприемника находится по формуле, м:

$$B = A + 2 \cdot \Delta, \quad (96)$$

где  $B$  – длина маслоприемника, м;

$A$  – длина трансформатора ( $A=7,62$  м);

$\Delta$  – выступ за габариты трансформатора,  $\Delta = 1,5$  м (т.к. масса масла от 10 до 50 т.) [33].

$$B = 7,62 + 2 \cdot 1,5 = 10,62 \text{ м}$$

Ширина маслоприемника находится по формуле, м:

$$\Gamma = B + 2 \cdot \Delta \quad (97)$$

где  $\Gamma$  – ширина маслоприемника, м;

$B$  – ширина трансформатора ( $B=4,71$  м).

$$\Gamma = 4,71 + 2 \cdot 1,5 = 7,71 \text{ м}$$

Площадь маслоприемника находится по формуле,  $\text{м}^2$ :

$$S_{МП} = B \cdot \Gamma, \text{ м}^2 \quad (98)$$

где  $S_{МП}$  – площадь маслоприемника,  $\text{м}^2$ .

$$S_{МП} = 10,62 \cdot 7,71 = 81,88 \text{ м}^2$$

2. Рассчитаем объем маслоприемника для приёма 100% объема масла, залитого в трансформатор,  $\text{м}^3$ .

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (99)$$

где  $V_{TM}$  – объем трансформаторного масла,  $\text{м}^3$ ;

$M_{TM}$  – масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{TM}$  – плотность трансформаторного масла,  $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ .

$$\rho_{TM} = 880 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$V_{TM} = \frac{23000}{880} = 26,14 \text{ м}^3$$

$$V_{МП(TM)} = V_{TM} = 26,14 \text{ м}^3$$

### 3. Определяем глубину маслоприемника.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. На рисунке 19 изображена конструкция маслоприемника с отводом масла.

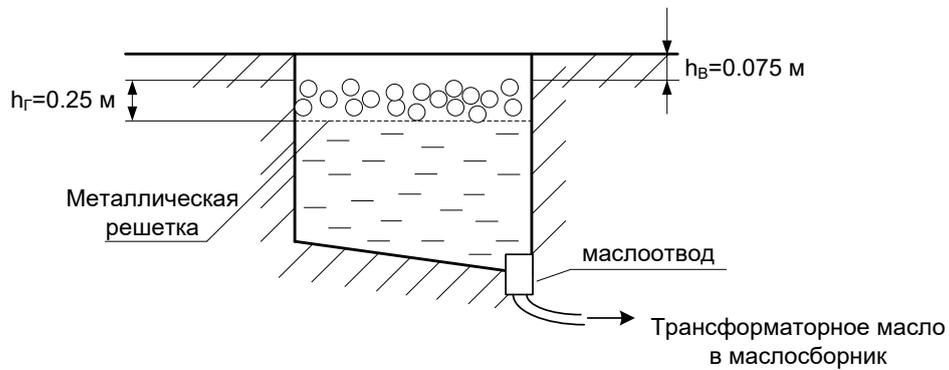


Рисунок 19 – Конструкция маслоприемника с отводом масла

Глубина маслоприемника находится по формуле, м:

$$h_{МП} = h_{ТМ} + h_{Г} + h_{В} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}} + h_{Г} + h_{В} \quad , \text{ м} \quad (100)$$

где  $h_{МП}$  – глубина маслоприемника, м;

$h_{Г}$  – толщина щебня, м;

$h_{В}$  – воздушный зазор, м.

$$h_{МП} = \frac{26,14}{81,88} + 0,25 + 0,075 = 0,65 \quad \text{м}$$

Через маслоотвод трансформаторное масло уходит в маслобункер.

### 4. Рассчитаем объем маслобункера

Так как маслосборник должен вмещать полный объем масла трансформатора, а также 80% воды от средств пожаротушения, то рассчитаем сначала объем воды от средств пожаротушения:

Объем воды находится по формуле, м<sup>3</sup>:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (101)$$

где  $t$  – нормативное время пожаротушения тушения,  $t = 1800$  с;

$I$  – интенсивность пожаротушения,  $I = 0,2$  л/с · м<sup>2</sup>;

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

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

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H = 2 \cdot (7,62 + 4,71) \cdot 6,84 = 168,67 \text{ м}^2 \quad (102)$$

$$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot (81,88 + 168,67) = 90198 = 90,198 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \text{ м}^3 \quad (103)$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = 26,14 + 0,8 \cdot 90,198 = 98,30 \text{ м}^3 \quad (104)$$

Таким образом, при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: длина – 10,62 м; ширина – 7,71 м; площадь – 81,88 м<sup>2</sup>; объём масла – 26,14 м<sup>3</sup>; глубина – 0,65 м; объём маслосборника – 98,3 м<sup>3</sup>.

## **9.3 Чрезвычайные ситуации**

### **9.3.1 Обеспечение пожарной безопасности**

Обеспечение пожарной безопасности на ПС 110 кВ ГПП-1 и ПС 110 кВ ГПП-2 представляет собой комплекс важнейших мероприятий, направленных на предотвращение возникновения и распространения пожаров, а также на обеспечение безопасности персонала и сохранность оборудования. Особую актуальность данному вопросу придает специфика электроэнергетических объектов, которые по своей природе относятся к категории повышенной пожарной опасности. Наличие большого количества маслонаполненного оборудования - силовых трансформаторов, выключателей и других устройств - создает дополнительные риски, связанные с возможностью возгорания трансформаторного масла и его распространения по территории подстанции.

Эффективность противопожарной защиты на подобных объектах во многом определяется правильной организацией системы первичных средств пожаротушения. Следует понимать, что успешная локализация пожара на начальной стадии его развития возможна только при наличии достаточного количества качественных средств пожаротушения, а также при условии, что персонал хорошо обучен и подготовлен к их правильному применению. В арсенале первичных средств пожаротушения на энергетических объектах традиционно используются различные огнегасительные вещества и материалы: вода как универсальное средство, пенообразующие составы для тушения горючих жидкостей, песок для локализации небольших очагов возгорания, инертные газы для тушения электроустановок под напряжением, а также специальные огнезащитные полотна из асбеста или грубошерстной ткани.

Особое внимание при организации противопожарной защиты уделяется местам размещения первичных средств пожаротушения. Согласно действующим нормативным требованиям, на подстанциях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и автоматическими установками пожаротушения, а также на территориях, удаленных более чем на 100 метров от

внешних источников водоснабжения, в обязательном порядке должны устанавливаться специальные пожарные щиты. Эти щиты представляют собой организованные места хранения всего необходимого противопожарного инвентаря, расположенные в строго определенных и легкодоступных местах.

Для ПС 110 кВ ГПП-1 и ПС 110 кВ ГПП-2, где основную пожарную опасность представляют электроустановки (класс пожара Е), предусмотрена установка специализированных пожарных щитов типа ЩП-Е. Их комплектация разработана с учетом специфики возможных возгораний на электроустановках и включает в себя несколько обязательных элементов. Прежде всего, это огнетушители двух типов: порошковые марки ОП-10 (один экземпляр, либо два ОП-5 при обоснованной замене) и углекислотные ОУ-5 (два экземпляра), последние особенно важны для тушения электрооборудования, находящегося под напряжением. Кроме того, в комплект входит специальный инструмент: крюк с деревянной рукояткой для безопасного перемещения горящих предметов и комплект для резки электропроводов, включающий диэлектрические ножницы, боты, перчатки и коврик.

Важным элементом противопожарной защиты являются огнезащитные полотна. На подстанциях используются асбестовые, грубошерстные или войлочные полотна размером не менее 1×1 метра, которые позволяют эффективно изолировать очаг возгорания от доступа кислорода. Эти материалы требуют особых условий хранения - их помещают в специальные водонепроницаемые футляры и не реже одного раза в три месяца подвергают тщательной просушке и очистке от пыли. Дополняют комплектацию щита совковая лопата, ящик с песком объемом 0,5 кубометра (песок должен поддерживаться в сухом и рыхлом состоянии) и бочка с водой объемом не менее 0,2 кубометра с комплектом ведер [34].

При размещении огнетушителей и другого противопожарного оборудования необходимо соблюдать определенные правила. Все средства пожаротушения должны находиться в легкодоступных, хорошо заметных местах, при этом необходимо исключить возможность их повреждения -

защитить от прямых солнечных лучей, воздействия отопительных и нагревательных приборов. Категорически запрещается использовать противопожарный инвентарь для каких-либо других целей. Для удобства ориентации места расположения средств пожаротушения должны быть обозначены специальными знаками, выполненными в соответствии с требованиями государственных стандартов.

Отдельного внимания заслуживает система оповещения и управления эвакуацией, реализованная на ПС 110 кВ ГПП-1 и ПС 110 кВ ГПП-2. Эта многоуровневая система включает несколько взаимодополняющих элементов: звуковые оповещатели (как с автоматическим, так и с ручным запуском), световые указатели путей эвакуации, фотолюминесцентные направляющие табло, а также систему автоматической разблокировки дверей, оборудованных электромагнитными замками. Звуковые сигналы системы спроектированы таким образом, чтобы обеспечивать четкую слышимость (уровень звука от 75 до 120 дБ) во всех помещениях подстанции, даже при наличии постоянного производственного шума.

Все перечисленные мероприятия и технические решения направлены на создание эффективной системы противопожарной защиты, способной минимизировать риски возникновения и развития пожаров на энергетических объектах. Однако следует помнить, что даже самая совершенная система не будет работать должным образом без строгого соблюдения правил эксплуатации и регулярного технического обслуживания всего противопожарного оборудования.

### **9.3.2 Пожарная безопасность при эксплуатации трансформаторов**

На ПС 110 кВ ГПП-1 и ПС 110 кВ ГПП-2 суммарно эксплуатируются восемь трансформаторов. На ПС 110 кВ ГПП-1 четыре трансформатора типа ТРДЦН-80000/110/10/10 УХЛ1, каждый из которых содержит 23 тонны трансформаторного масла; на ПС 110 кВ ГПП-2 четыре трансформатора типа ТРДЦН-160000/110/10/10/10 УХЛ1.

Для трансформаторов, установленных на открытом воздухе, требуется возведение противопожарной перегородки с огнестойкостью не менее 1,5 часа. Эта перегородка размещается за пределами маслосборного устройства. Согласно нормативным рекомендациям, её ширина должна превышать ширину маслоприёмника, а высота — быть больше высоты вводов высокого напряжения. Минимальное допустимое расстояние от трансформатора до разделительной стенки составляет 1,5 метра.

### **9.3.3 Пожарная безопасность при эксплуатации воздушных линий**

Высоковольтные воздушные линии электропередачи, отходящие от ПС 110 кВ ГПП-1 и ГПП-2, выполнены на металлических опорах и требуют регулярного технического обслуживания. Согласно нормативным требованиям, капитальный ремонт таких ВЛ должен проводиться не реже одного раза в 10 лет. Помимо этого, организуются систематические осмотры линий: плановые - не реже одного раза в год по всей длине трассы согласно утверждённому графику, и внеочередные - в случаях возникновения особых условий эксплуатации, таких как образование гололёда, пляска проводов, паводковые ситуации, пожары в охранной зоне, а также после прохождения ураганов и других стихийных бедствий.

При проведении осмотров особое внимание уделяется противопожарному состоянию трассы. В охранной зоне ВЛ категорически запрещается наличие посторонних предметов, строительных объектов, стогов сена, штабелей леса, а также деревьев, которые могут упасть на линию или опасно приблизиться к проводам. Не допускается складирование горючих материалов, разведение костров и проведение любых работ сторонними организациями без официального согласования с эксплуатирующим предприятием. Все выявленные в процессе осмотров и профилактических проверок неисправности подлежат обязательной регистрации в эксплуатационной документации с последующим устранением - либо в срочном порядке, либо во время плановых ремонтных работ, в зависимости от степени их опасности.

Важным аспектом эксплуатации ВЛ является поддержание трассы в надлежащем противопожарном состоянии. Для этого необходимо регулярно проводить расчистку трассы от кустарников и деревьев, строго соблюдать установленную проектом ширину просек и своевременно выполнять обрезку растительности. Деревья, растущие в непосредственной близости от проводов, подлежат обрезке силами эксплуатирующей организации, а те, которые представляют непосредственную угрозу падения на провода или опоры, должны быть вырублены с обязательным уведомлением соответствующей организации, отвечающей за зелёные насаждения. Эти меры направлены на обеспечение безопасной и бесперебойной работы высоковольтных линий электропередачи.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы спроектирована реконструкция сетей для электроснабжения пиролизных установок АГХК.

Для этого проведен комплексный анализ существующей электросетевой инфраструктуры, климатических условий и нагрузок.

На основании чего разработаны и проанализированы несколько вариантов развития для электроснабжения распределительных пунктов (РП) пиролизного производства. Проведено технико-экономическое сравнение вариантов, наиболее оптимальным признан Вариант № 4: при котором РП-1 10 кВ подключается к ПС 110 кВ ГПП-1 и ПС 110 кВ ГПП-2 двумя КЛ 10 кВ по одной на каждую ГПП, РП-2 10 кВ подключается к ПС 110 кВ ГПП-1 по двухцепной КЛ 10 кВ, аналогично РП-3 10 кВ подключается к ПС 110 кВ ГПП-2 по двухцепной КЛ 10 кВ.

Для выбранного варианта были произведены расчеты токов короткого замыкания и установившихся электроэнергетических режимов, по результатам которых проведен выбор выбрано современного, надежного и безопасного электрического оборудования, а также и разработана система релейной защиты и автоматики, отвечающая современным требованиям.

Для проектируемых энергообъектов разработаны мероприятия по обеспечению безопасности и экологичности.

С точки экономической точки зрения разработанный проект является экономически эффективным с низким сроком окупаемости.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Районы по ветру и гололеду (ПУЭ-7) [Электронный ресурс] – Режим доступа : [https://incab.ru/useful-information/documents/city\\_rime/](https://incab.ru/useful-information/documents/city_rime/).
2. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Ветровые районы и ветровые нагрузки".
3. ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды».
4. Материалы преддипломной практики.
5. Приказ Министерство Энергетики Российской Федерации от 23.06.2015 № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».
6. Неуймин, В.Г. Программный комплекса «RastrWin3». Руководство пользователя. / Неуймин В.Г. и др. Машалов Е.В., Александров А.С., Багрянцев А.А.
7. Электротехнический справочник. Том 3. Производство, передача и распределение электрической энергии [Электронный ресурс] / Электрон. текстовые данные. – М. : Издательский дом МЭИ, 2009. – 964 с.– Режим доступа : <http://www.iprbookshop.ru/33158.html>. – ЭБС «IPRbooks».
8. Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Центрмаг», 2023. – 464 с.
9. Методические указания по проектированию развития энергосистем, утвержденные Приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286.
10. Обосновывающие материалы к СиПР ЭЭС России [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://so-ups.ru/future-planning/sipr-ees>.

11. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».
12. Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. ЭНАС, 2012. – 376 с.
13. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. – 4-е изд.- М: НЦ ЭНАС, 2012. – 376 с.
14. Калькуляторы уровня инфляции [Электронный ресурс] – Режим доступа : <https://уровень-инфляции.рф/инфляционные-калькуляторы>.
15. Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.
16. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: 2001. – 150 с.
17. Электродвигатели СТД, СТДП, СТДМ [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://s-zm.ru/elektrodvigateli-std-stdpstdm?ysclid=mbm3hfw0o18824565> – 25.04.2025.
18. Кабель АПВВнг-LS-10 1x800 [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvvng-ls-10kv/kabel-apvvng-ls-1x800-35.html> – 25.04.2025.
19. Кабель АПВВнг-LS-10 1x400 [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://e-kc.ru/cena/cable-apvvng-ls-10-1-400?ysclid=mb8qfmpew5556487945> – 25.04.2025.
20. КРУ-СЭЩ-59. Характеристики, описание [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://samelektro.nt-rt.ru/images/manuals/kru59er.pdf> – 25.04.2025.
21. Техническая информация о выключателе вакуумного типа [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://www.elec.ru/files/2019/03/03/> – 25.04.2025.

22. Техническая информация о трансформаторах тока [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://samelektro.nt-rt.ru/images/manuals/tol10m.pdf> – 25.04.2025.

23. Техническая информация о трансформаторах напряжения [Электронный ресурс]. Режим доступа : [https://www.tdtransformator.ru/files/388/nami-10\\_re\\_pc.pdf](https://www.tdtransformator.ru/files/388/nami-10_re_pc.pdf) – 25.04.2025.

24. Ограничители перенапряжения [Электронный ресурс]. Режим доступа : [https://elpower.ru/upload/iblock/6c7/h5nhn6k1u3zjxr2qpr2g6bsxlifltmiy/OPN\\_P\\_10\\_12.pdf?ysclid=mbm4kb2w9a229311418](https://elpower.ru/upload/iblock/6c7/h5nhn6k1u3zjxr2qpr2g6bsxlifltmiy/OPN_P_10_12.pdf?ysclid=mbm4kb2w9a229311418) – 25.04.2025.

25. Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 N 100 (ред. от 15.01.2024) "Об утверждении Правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики" [Электронный ресурс]. URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_320352/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_320352/) – 01.05.2025.

26. Минэнерго России: Приказ от 13.02.2019 г. №101 "Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики" [Электронный ресурс]. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_323625/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_323625/) – 01.05.2025.

27. Радиус автомата. Сириус-2-Л [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-l-i-sirius-21-l.php?ysclid=mbm561oohg103275893> – 05.05.2025.

28. Приказ Минэнерго России от 10.07.2020 N 546 "Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы и о внесении изменений в приказы

Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. N 80, от 13 февраля 2019 г. N 100, от 13 февраля 2019 г. N 101" [Электронный ресурс]. URL : [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_366032/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_366032/) – 10.05.2025.

29. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок", 2022 – 114 с.

30. РД 153-34.3-03.285-2002 “Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ”, 2002 – 56 с.

31. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

32. Масляные трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: [https://transvaz.ntrt.ru/images/manuals/tdn\\_trdcn.pdf?ysclid=mam65puol4878909067](https://transvaz.ntrt.ru/images/manuals/tdn_trdcn.pdf?ysclid=mam65puol4878909067) – 13.05.2025.

33. Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Центрмаг», 2023. – 464 с.

34. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 (ред. от 30.03.2023) "Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации", 2023 – 109 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ существующих режимов

Таблица А.1 – Узлы

Номер узла	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , Мвар
1	2	3	4	5
341	ПП 500 кВ Агорта 3	500	102,0	109,0
401	ПП 500 кВ Агорта 2	500	0,0	0,0
301	ПП 500 кВ Агорта 1	500	0,0	0,0
1300	0 точка	500	0,0	0,0
1400	0 точка	500	0,0	0,0
1500	0 точка	500	0,0	0,0
1600	0 точка	500	0,0	0,0
16	АТ-4 ВН	500	0,0	0,0
15	АТ-3 ВН	500	0,0	0,0
14	АТ-2 ВН	500	0,0	0,0
13	АТ-1 ВН	500	0,0	0,0
500	ПС 500 кВ Амурская 2	500	152,0	45,0
300	ЗГЭС 1	500	0,0	0,0
400	ЗГЭС 2	500	289,0	154,0
600	ПС 500 кВ Амурская 1	500	152,0	45,0
7	ПП 500 кВ Химкомбинат	500	0,0	0,0
6	ПП 500 кВ Химкомбинат	500	0,0	0,0
8	ПП 500 кВ Химкомбинат 4	500	0,0	0,0
5	ПП 500 кВ Химкомбинат 3	500	0,0	0,0
4	ПП 500 кВ Химкомбинат	500	0,0	0,0
3	ПП 500 кВ Химкомбинат2	500	0,0	0,0
2	ПП 500 кВ Химкомбинат	500	0,0	0,0
1	ПП 500 кВ Химкомбинат 1	500	0,0	0,0
31	Т-3_0 ГПП-2	110	0,0	0,0
30	Т-2_0 ГПП-2	110	0,0	0,0
29	Т-1_0 ГПП-2	110	0,0	0,0
28	Т-4_0 ГПП-1	110	0,0	0,0
27	Т-3_0 ГПП-1	110	0,0	0,0
26	Т-2_0 ГПП-1	110	0,0	0,0
25	Т-1_0 ГПП-1	110	0,0	0,0
20	Т-4 ГПП-1	110	0,0	0,0
19	Т-3 ГПП-1	110	0,0	0,0
18	Т-2 ГПП-1	110	0,0	0,0
17	Т-1 ГПП-1	110	0,0	0,0
24	Т-4 ГПП-2	110	0,0	0,0
23	Т-3 ГПП-2	110	0,0	0,0
22	Т-2 ГПП-2	110	0,0	0,0
21	Т-1 ГПП-2	110	0,0	0,0

Продолжение Приложения А

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
11	3С 110 кВ АГХК	110	0,0	0,0
12	4С 110 кВ АГХК	110	0,0	0,0
10	2С 110 кВ АГХК	110	0,0	0,0
9	1С 110 кВ АГХК	110	0,0	0,0
32	Т-4 0 ГПП-2	110	0,0	0,0
33	1С ГПП1	10	13,3	5,3
1302	НН	10	0,3	0,1
35	2С ГПП1	10	13,3	5,3
37	3С ГПП1	10	13,3	5,3
39	4С ГПП1	10	13,3	5,3
41	1С ГПП2	10	26,7	10,7
43	2С ГПП2	10	26,7	10,7
45	3С ГПП2	10	26,7	10,7
47	4С ГПП2	10	26,7	10,7
1301	НН	10	0,3	0,1
1303	НН	10	0,3	0,1
1304	НН	10	0,3	0,1

Таблица А.2 – Ветви

Тип	№ начала	№ конца	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Ктг
1	2	3	4	5	6	7	8
Выкл	1	2	ПП 500 кВ Химкомбинат 1 - ПП 500 кВ Химкомбинат	0,0	0,0	0,0	0
Выкл	1	4	ПП 500 кВ Химкомбинат 1 - ПП 500 кВ Химкомбинат	0,0	0,0	0,0	0
ЛЭП	1	15	ПП 500 кВ Химкомбинат 1 - АТ-3 ВН	0,1	0,9	-10,8	0
Выкл	2	3	ПП 500 кВ Химкомбинат - ПП 500 кВ Химкомбинат2	0,0	0,0	0,0	0
ЛЭП	3	13	ПП 500 кВ Химкомбинат2 - АТ-1 ВН	0,1	0,9	-10,8	0
Выкл	4	3	ПП 500 кВ Химкомбинат - ПП 500 кВ Химкомбинат2	0,0	0,0	0,0	0
ЛЭП	4	600	ПП 500 кВ Химкомбинат - ПС 500 кВ Амурская 1	0,3	3,7	-43,3	0
Выкл	5	6	ПП 500 кВ Химкомбинат 3 - ПП 500 кВ Химкомбинат	0,0	0,0	0,0	0
Выкл	5	7	ПП 500 кВ Химкомбинат 3 - ПП 500 кВ Химкомбинат	0,0	0,0	0,0	0
ЛЭП	5	14	ПП 500 кВ Химкомбинат 3 - АТ-2 ВН	0,1	0,9	-10,8	0
Выкл	6	8	ПП 500 кВ Химкомбинат - ПП 500 кВ Химкомбинат 4	0,0	0,0	0,0	0
Выкл	7	8	ПП 500 кВ Химкомбинат - ПП 500 кВ Химкомбинат 4	0,0	0,0	0,0	0
ЛЭП	7	500	ПП 500 кВ Химкомбинат - ПС 500 кВ Амурская 2	0,4	4,0	-46,9	0
ЛЭП	8	16	ПП 500 кВ Химкомбинат 4 - АТ-4 ВН	0,1	0,9	-10,8	0
Выкл	9	10	1С 110 кВ АГХК - 2С 110 кВ АГХК	0,0	0,0	0,0	0

Продолжение Приложения А

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Выкл	9	11	1С 110 кВ АГХК - 3С 110 кВ АГХК	0,0	0,0	0,0	0
ЛЭП	9	17	1С 110 кВ АГХК - Т-1 ГПП-1	0,2	0,3	-141,0	0
ЛЭП	9	21	1С 110 кВ АГХК - Т-1 ГПП-2	0,0	0,1	-73,0	0
Выкл	10	12	2С 110 кВ АГХК - 4С 110 кВ АГХК	0,0	0,0	0,0	0
ЛЭП	10	18	2С 110 кВ АГХК - Т-2 ГПП-1	0,2	0,3	-141,0	0
ЛЭП	10	22	2С 110 кВ АГХК - Т-2 ГПП-2	0,0	0,1	-73,0	0
Выкл	11	12	3С 110 кВ АГХК - 4С 110 кВ АГХК	0,0	0,0	0,0	0
ЛЭП	11	20	3С 110 кВ АГХК - Т-4 ГПП-1	0,2	0,3	-141,0	0
ЛЭП	11	24	3С 110 кВ АГХК - Т-4 ГПП-2	0,0	0,1	-73,0	0
ЛЭП	12	23	4С 110 кВ АГХК - Т-3 ГПП-2	0,2	0,3	-141,0	0
ЛЭП	12	19	4С 110 кВ АГХК - Т-3 ГПП-1	0,2	0,3	-141,0	0
Тр-р	13	1300	АТ-1 ВН - 0 точка	2,3	137,5	0,0	1
Тр-р	14	1400	АТ-2 ВН - 0 точка	2,3	137,5	0,0	1
Тр-р	15	1500	АТ-3 ВН - 0 точка	2,3	137,5	0,0	1
Тр-р	16	1600	АТ-4 ВН - 0 точка	2,3	137,5	0,0	1
Тр-р	17	25	Т-1 ГПП-1 - Т-1_0 ГПП-1	0,1	1,7	0,0	1
Тр-р	18	26	Т-2 ГПП-1 - Т-2_0 ГПП-1	0,1	1,7	0,0	1
Тр-р	19	27	Т-3 ГПП-1 - Т-3_0 ГПП-1	0,1	1,7	0,0	1
Тр-р	20	28	Т-4 ГПП-1 - Т-4_0 ГПП-1	0,1	1,7	0,0	1
Тр-р	21	29	Т-1 ГПП-2 - Т-1_0 ГПП-2	0,1	1,3	0,0	1
Тр-р	22	30	Т-2 ГПП-2 - Т-2_0 ГПП-2	0,1	1,3	0,0	1
Тр-р	23	31	Т-3 ГПП-2 - Т-3_0 ГПП-2	0,1	1,3	0,0	1
Тр-р	24	32	Т-4 ГПП-2 - Т-4_0 ГПП-2	0,1	1,3	0,0	1
Тр-р	25	33	Т-1_0 ГПП-1 - 1С ГПП1	1,1	31,4	0,0	0,091
Тр-р	25	33	Т-1_0 ГПП-1 - 1С ГПП1	1,1	31,4	0,0	0,091
Тр-р	26	35	Т-2_0 ГПП-1 - 2С ГПП1	1,1	31,4	0,0	0,091
Тр-р	26	35	Т-2_0 ГПП-1 - 2С ГПП1	1,1	31,4	0,0	0,091
Тр-р	27	37	Т-3_0 ГПП-1 - 3С ГПП1	1,1	31,4	0,0	0,091
Тр-р	27	37	Т-3_0 ГПП-1 - 3С ГПП1	1,1	31,4	0,0	0,091
Тр-р	28	39	Т-4_0 ГПП-1 - 4С ГПП1	1,1	31,4	0,0	0,091
Тр-р	28	39	Т-4_0 ГПП-1 - 4С ГПП1	1,1	31,4	0,0	0,091
Тр-р	29	41	Т-1_0 ГПП-2 - 1С ГПП2	1,1	31,4	0,0	0,091
Тр-р	29	41	Т-1_0 ГПП-2 - 1С ГПП2	1,1	31,4	0,0	0,091
Тр-р	29	41	Т-1_0 ГПП-2 - 1С ГПП2	1,1	31,4	0,0	0,091
Тр-р	29	41	Т-1_0 ГПП-2 - 1С ГПП2	1,1	31,4	0,0	0,091
Тр-р	30	43	Т-2_0 ГПП-2 - 2С ГПП2	0,9	25,1	0,0	0,091
Тр-р	30	43	Т-2_0 ГПП-2 - 2С ГПП2	0,9	25,1	0,0	0,091
Тр-р	30	43	Т-2_0 ГПП-2 - 2С ГПП2	0,9	25,1	0,0	0,091
Тр-р	30	43	Т-2_0 ГПП-2 - 2С ГПП2	0,9	25,1	0,0	0,091
Тр-р	31	45	Т-3_0 ГПП-2 - 3С ГПП2	0,9	25,1	0,0	0,091
Тр-р	31	45	Т-3_0 ГПП-2 - 3С ГПП2	0,9	25,1	0,0	0,091
Тр-р	31	45	Т-3_0 ГПП-2 - 3С ГПП2	0,9	25,1	0,0	0,091

Продолжение Приложения А

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	31	45	Т-3_0 ГПП-2 - 3С ГПП2	0,9	25,1	0,0	0,091
Тр-р	32	47	Т-4_0 ГПП-2 - 4С ГПП2	0,9	25,1	0,0	0,091
Тр-р	32	47	Т-4_0 ГПП-2 - 4С ГПП2	0,9	25,1	0,0	0,091
Тр-р	32	47	Т-4_0 ГПП-2 - 4С ГПП2	0,9	25,1	0,0	0,091
Тр-р	32	47	Т-4_0 ГПП-2 - 4С ГПП2	0,9	25,1	0,0	0,091
Выкл	33	35	1С ГПП1 - 2С ГПП1	0,0	0,0	0,0	0
Выкл	37	39	3С ГПП1 - 4С ГПП1	0,0	0,0	0,0	0
Выкл	41	43	1С ГПП2 - 2С ГПП2	0,0	0,0	0,0	0
Выкл	45	47	3С ГПП2 - 4С ГПП2	0,0	0,0	0,0	0
ЛЭП	300	301	ЗГЭС 1 - ПП 500 кВ Агорта 1	0,2	1,5	-18,0	0
ЛЭП	301	6	ПП 500 кВ Агорта 1 - ПП 500 кВ Химкомбинат	10,4	110,2	-1289,2	0
Выкл	301	341	ПП 500 кВ Агорта 1 - ПП 500 кВ Агорта 3	0,0	0,0	0,0	0
Выкл	400	300	ЗГЭС 2 - ЗГЭС 1	0,0	0,0	0,0	0
ЛЭП	400	401	ЗГЭС 2 - ПП 500 кВ Агорта 2	0,2	1,5	-18,0	0
ЛЭП	401	2	ПП 500 кВ Агорта 2 - ПП 500 кВ Химкомбинат	10,5	111,5	-1304,7	0
Выкл	401	341	ПП 500 кВ Агорта 2 - ПП 500 кВ Агорта 3	0,0	0,0	0,0	0
Выкл	600	500	ПС 500 кВ Амурская 1 - ПС 500 кВ Амурская 2	0,0	0,0	0,0	0
Тр-р	1300	9	0 точка - 1С 110 кВ АГХК	0,3	-7,5	0,0	0,242
Тр-р	1300	1301	0 точка - НН	5,2	192,5	0,0	0,02
Тр-р	1400	10	0 точка - 2С 110 кВ АГХК	0,3	-7,5	0,0	0,242
Тр-р	1400	1302	0 точка - НН	5,2	192,5	0,0	0,02
Тр-р	1500	11	0 точка - 3С 110 кВ АГХК	0,3	-7,5	0,0	0,242
Тр-р	1500	1303	0 точка - НН	5,2	192,5	0,0	0,02
Тр-р	1600	12	0 точка - 4С 110 кВ АГХК	0,3	-7,5	0,0	0,242
Тр-р	1600	1304	0 точка - НН	5,2	192,5	0,0	0,02

Таблица А.3 – Шунты

Номер узла	U <sub>ном</sub> , кВ	Место присоединения	В, мкСм
600	500	ПС 500 кВ Амурская	720
400	500	Зейская ГЭС	653
300	500	Зейская ГЭС	653
500	500	ПП 500 кВ Агорта	720





## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Анализ перспективных максимальных режимов

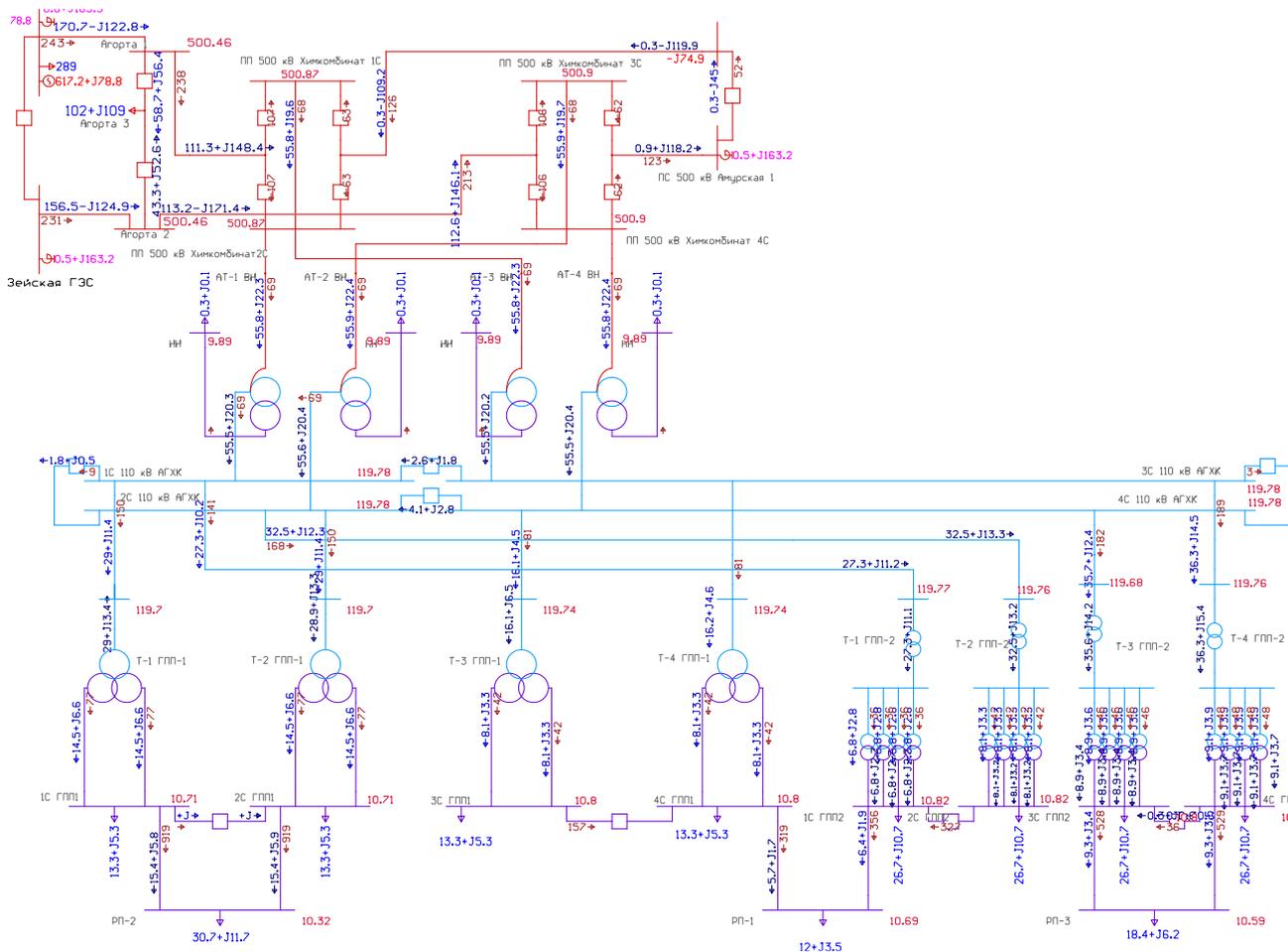
Уровни напряжений		Нормальный режим			Отключение КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1, КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1 № 2, КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2		Отключение АТ-1, АТ-3 ПС 500 кВ АГХК		Отключение Т-1 ПС 110 кВ ГПП-1, Т-4 ПС 110 кВ ГПП-2		Отключение ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 1, Отключение ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 1		Отключение ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1, Отключение ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 1.	
Ном	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>расч</sub> , кВ	ΔU, %	U <sub>расч</sub> , кВ	ΔU, %	U <sub>расч</sub> , кВ	ΔU, %	U <sub>расч</sub> , кВ	ΔU, %	U <sub>расч</sub> , кВ	ΔU, %	U <sub>расч</sub> , кВ	ΔU, %
1	ПП 500 кВ Химкомбинат 1С	500	501,31	0,26	500,85	0,17	501,23	0,25	500,84	0,17	488,42	-2,32	499,70	-0,06
3	ПП 500 кВ Химкомбинат 2С	500	501,31	0,26	500,85	0,17	501,23	0,25	500,84	0,17	488,42	-2,32	499,70	-0,06
5	ПП 500 кВ Химкомбинат 3С	500	501,40	0,28	500,89	0,18	500,37	0,07	500,87	0,17	500,29	0,06	500,77	0,15
8	ПП 500 кВ Химкомбинат 4С	500	501,40	0,28	500,89	0,18	500,37	0,07	500,87	0,17	500,29	0,06	500,77	0,15
9	1С 110 кВ АГХК	110	119,90	9,00	119,72	8,83	118,04	7,31	119,65	8,77	118,03	7,30	119,62	8,75
10	2С 110 кВ АГХК	110	119,90	9,00	119,72	8,83	118,05	7,32	119,64	8,77	118,03	7,30	119,62	8,75
11	3С 110 кВ АГХК	110	119,90	9,00	119,72	8,83	118,04	7,31	119,65	8,77	118,03	7,30	119,62	8,75
12	4С 110 кВ АГХК	110	119,90	9,00	119,72	8,83	118,05	7,32	119,64	8,77	118,04	7,31	119,62	8,75
13	АТ-1 ВН	500	501,26	0,25	500,80	0,16	0,00	-100,00	500,79	0,16	488,42	-2,32	499,66	-0,07
14	АТ-2 ВН	500	501,36	0,27	500,84	0,17	500,27	0,05	500,82	0,16	500,18	0,04	500,72	0,14
15	АТ-3 ВН	500	501,26	0,25	500,80	0,16	0,00	-100,00	500,79	0,16	488,42	-2,32	499,66	-0,07
16	АТ-4 ВН	500	501,36	0,27	500,84	0,17	500,27	0,05	500,82	0,16	500,18	0,04	500,72	0,14
17	Т-1 ГПП-1	110	119,81	8,92	119,63	8,75	117,96	7,23	0,00	-100,00	113,41	3,10	119,54	8,67
18	Т-2 ГПП-1	110	119,81	8,92	119,63	8,75	117,96	7,24	119,47	8,61	117,86	7,14	119,54	8,67
19	Т-3 ГПП-1	110	119,85	8,96	119,66	8,79	118,01	7,28	119,60	8,73	117,99	7,27	119,58	8,71
20	Т-4 ГПП-1	110	119,85	8,96	119,66	8,78	118,00	7,27	119,61	8,73	117,99	7,26	119,58	8,71
21	Т-1 ГПП-2	110	119,88	8,98	119,70	8,82	118,03	7,30	119,63	8,76	118,02	7,29	119,61	8,73
22	Т-2 ГПП-2	110	119,88	8,98	119,70	8,82	118,03	7,30	119,63	8,75	118,02	7,29	119,60	8,73
23	Т-3 ГПП-2	110	119,80	8,91	119,62	8,74	117,95	7,23	119,44	8,58	117,94	7,22	119,52	8,66
24	Т-4 ГПП-2	110	119,88	8,98	119,70	8,82	118,02	7,29	0,00	-100,00	118,01	7,28	119,60	8,73
33	1С ГПП1	10	10,72	7,20	10,69	6,87	10,55	5,47	10,48	4,75	10,32	3,21	10,69	6,94
35	2С ГПП1	10	10,72	7,20	10,68	6,84	10,55	5,47	10,48	4,80	10,33	3,26	10,69	6,94
37	3С ГПП1	10	10,82	8,15	10,78	7,80	10,64	6,45	10,79	7,92	10,64	6,44	10,79	7,90
39	4С ГПП1	10	10,81	8,15	10,78	7,79	10,64	6,45	10,79	7,92	10,64	6,43	10,79	7,89
41	1С ГПП2	10	10,83	8,26	10,82	8,17	10,66	6,56	10,80	8,03	10,66	6,55	10,80	8,01
43	2С ГПП2	10	10,83	8,27	10,82	8,18	10,66	6,57	10,80	8,04	10,66	6,56	10,80	8,02
45	3С ГПП2	10	10,81	8,13	10,79	7,94	10,64	6,43	10,68	6,78	10,64	6,42	10,79	7,88
47	4С ГПП2	10	10,81	8,14	10,80	7,95	10,64	6,43	10,67	6,72	10,64	6,42	10,79	7,88
101	РП-1	10	10,70	6,97	10,53	5,25	10,53	5,25	10,67	6,74	10,52	5,24	10,67	6,72
102	РП-2	10	10,33	3,31	9,84	-1,64	10,15	1,51	10,08	0,79	9,92	-0,83	10,30	3,04
103	РП-3	10	10,60	6,05	10,36	3,56	10,43	4,31	10,46	4,63	10,43	4,30	10,58	5,79
300	ЗГЭС	500	513,38	2,68	499,98	0,00	499,98	0,00	499,98	0,00	499,95	-0,01	499,96	-0,01
301	Агорта 2	500	513,64	2,73	500,46	0,09	500,46	0,09	500,46	0,09	500,09	0,02	500,12	0,02
400	ЗГЭС	500	513,42	2,68	500,00	0,00	500,00	0,00	500,00	0,00	500,00	0,00	500,00	0,00
401	Агорта 1	500	513,64	2,73	500,46	0,09	500,46	0,09	500,46	0,09	500,03	0,01	500,08	0,02
500	ПС 500 кВ Амурская 1	500	500,01	0,00	499,98	0,00	499,96	-0,01	499,98	0,00	499,95	-0,01	499,97	-0,01
501	Агорта 3	500	513,62	2,72	500,44	0,09	500,44	0,09	500,44	0,09	500,04	0,01	500,08	0,02
600	ПС 500 кВ Амурская 2	500	500,00	0,00	500,00	0,00	500,00	0,00	500,00	0,00	500,00	0,00	500,00	0,00

Токовая нагрузка		Нормальный режим			Отключение КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1, КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1 № 2, КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2		Отключение АТ-1, АТ-3 ПС 500 кВ АГХК		Отключение Т-1 ПС 110 кВ ГПП-1, Т-4 ПС 110 кВ ГПП-2		Отключение ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 1, Отключение ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 1		Отключение ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1, Отключение ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 1.		
№ нача	№ конц	Название	ДДТН, А	I <sub>макс</sub> , А	Загрузка, в %	I <sub>макс</sub> , А	Загрузка, в %	I <sub>макс</sub> , А	Загрузка, в %	I <sub>макс</sub> , А	Загрузка, в %	I <sub>макс</sub> , А	Загрузка, в %	I <sub>макс</sub> , А	Загрузка, в %
4	600	ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 1	1000	205,26	20,53	136,18	13,62	220,54	22,05	133,99	13,40	0,00	0,00	128,32	12,83
6	301	ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 2	2000	268,74	13,44	237,17	11,86	237,40	11,87	236,90	11,84	328,36	16,42	329,51	16,48
7	500	ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 2	2000	203,32	10,17	134,32	6,72	145,45	7,27	131,95	6,60	54,30	2,71	163,53	8,18
33	102	КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1	1950	918,27	47,09	0,00	0,00	934,50	47,92	932,42	47,82	947,59	48,59	920,65	47,21
35	102	КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 2	1950	918,27	47,09	1929,00	98,92	934,54	47,93	950,16	48,73	965,61	49,52	920,65	47,21
39	101	КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-1	880	318,27	36,17	685,21	77,87	323,42	36,75	319,00	36,25	323,49	36,76	319,03	36,25
41	101	КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1	880	355,93	40,45	0,00	0,00	361,80	41,11	356,67	40,53	361,81	41,11	356,79	40,54
45	103	КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2	1440	527,86	36,66	1081,42	75,10	536,70	37,27	545,99	37,92	536,76	37,27	529,15	36,75
47	103	КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2	1440	528,21	36,68	0,00	0,00	536,96	37,29	524,35	36,41	537,03	37,29	529,49	36,77
300	301	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2	2000	196,52	9,83	231,55	11,58	231,26	11,56	231,24	11,56	200,26	10,01	387,72	19,39
400	401	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1	2000	208,16	10,41	243,19	12,16	242,40	12,12	242,84	12,14	190,00	9,50	0,00	0,00
401	2	ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 1	1000	269,91	18,74	237,96	23,80	236,83	23,68	237,70	23,77	0,00	0,00	0,00	0,00

## Продолжение Приложения Б

Токовая нагрузка трансформаторов	Нормальный режим		Отключение КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1, КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1 № 2, КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2		Отключение АТ-1, АТ-3 ПС 500 кВ АГХК		Отключение Т-1 ПС 110 кВ ГПП-1, Т-4 ПС 110 кВ ГПП-2		Отключение ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 1, Отключение ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат № 1		Отключение ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1, Отключение ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 1.	
	И <sub>max</sub> , А	Загрузка, в %	И <sub>max</sub> , А	Загрузка, в %	И <sub>max</sub> , А	Загрузка, в %	И <sub>max</sub> , А	Загрузка, в %	И <sub>max</sub> , А	Загрузка, в %	И <sub>max</sub> , А	Загрузка, в %
АТ-1 ПС 500 кВ АГХК	69,19	23,94	69,96	24,21	0,00	0,00	70,17	24,28	3,05	1,05	65,23	22,57
АТ-2 ПС 500 кВ АГХК	69,36	24,00	70,04	24,24	140,88	48,75	70,49	24,39	140,97	48,78	73,68	25,49
АТ-3 ПС 500 кВ АГХК	69,17	23,93	69,96	24,21	0,00	0,00	70,13	24,27	3,05	1,06	65,20	22,56
АТ-4 ПС 500 кВ АГХК	69,33	23,99	70,03	24,23	140,84	48,73	70,46	24,38	140,87	48,74	73,64	25,48
Т-1 ГПП-1	153,72	38,33	156,71	39,08	155,96	38,89	0,00	0,00	0,00	0,00	154,08	38,42
Т-2 ГПП-1	153,70	38,33	159,29	39,72	156,71	39,08	314,84	78,51	319,77	79,74	154,11	38,43
Т-3 ГПП-1	83,79	20,89	100,46	25,05	85,52	21,33	83,72	20,88	85,47	21,32	84,01	20,95
Т-4 ГПП-1	84,22	21,00	101,38	25,28	85,18	21,24	84,64	21,11	85,24	21,26	84,39	21,05
Т-1 ГПП-2	142,22	28,33	127,15	25,33	143,69	28,62	142,98	28,48	144,04	28,69	142,51	28,39
Т-2 ГПП-2	169,24	33,71	152,26	30,33	172,75	34,41	169,15	33,69	172,43	34,35	169,69	33,80
Т-3 ГПП-2	185,22	36,90	188,23	37,50	189,08	37,67	380,51	75,80	188,98	37,64	185,71	36,99
Т-4 ГПП-2	190,39	37,93	190,20	37,89	192,60	38,37	0,00	0,00	192,75	38,40	190,79	38,01

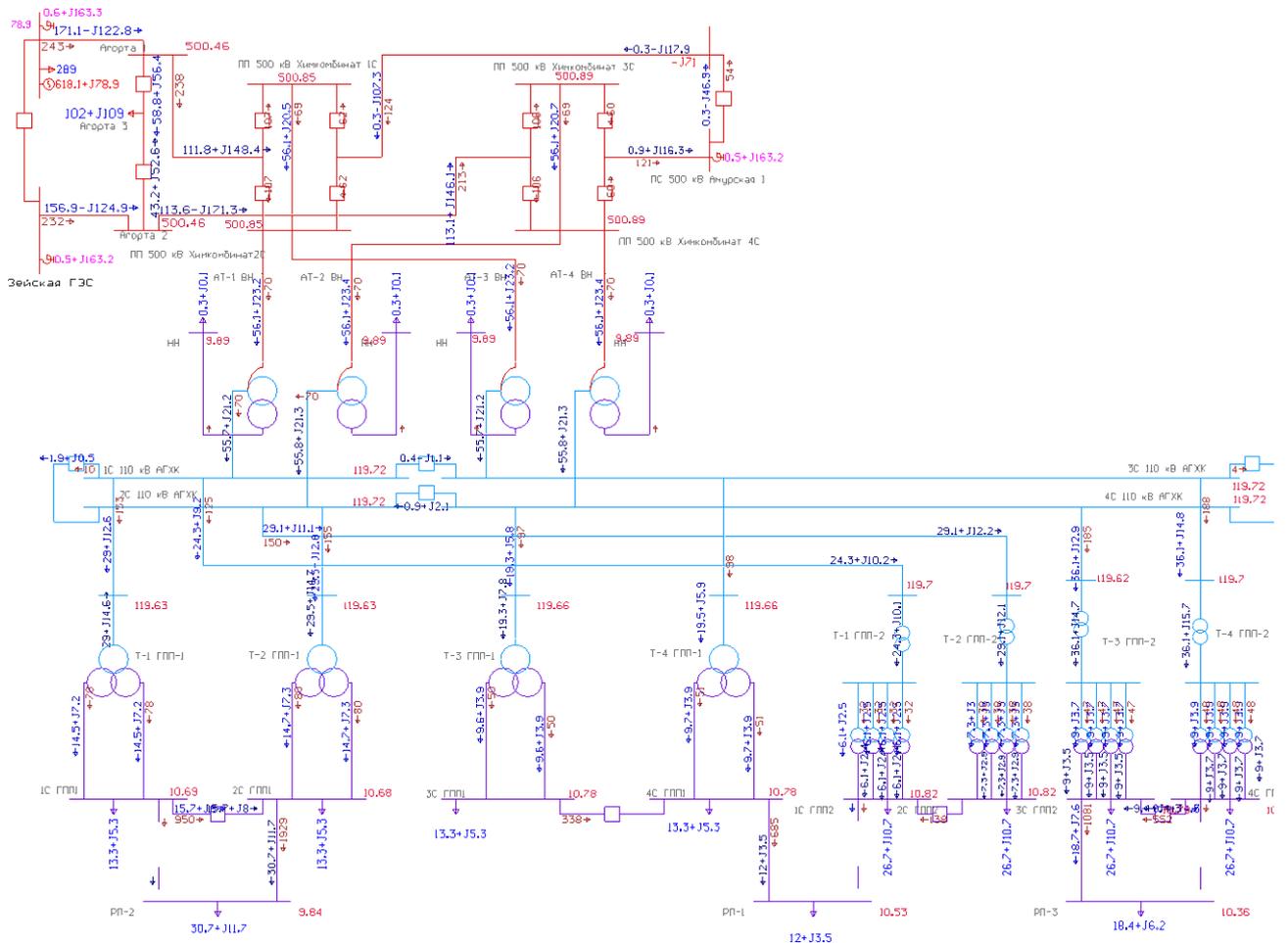
### Нормальный режим



# Продолжение Приложения Б

## Послеаварийный режим

Отключение КЛ 10 кВ ГПП-1 – РП-2 № 1, КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-1 № 2, КЛ 10 кВ ГПП-2 – РП-3 № 2

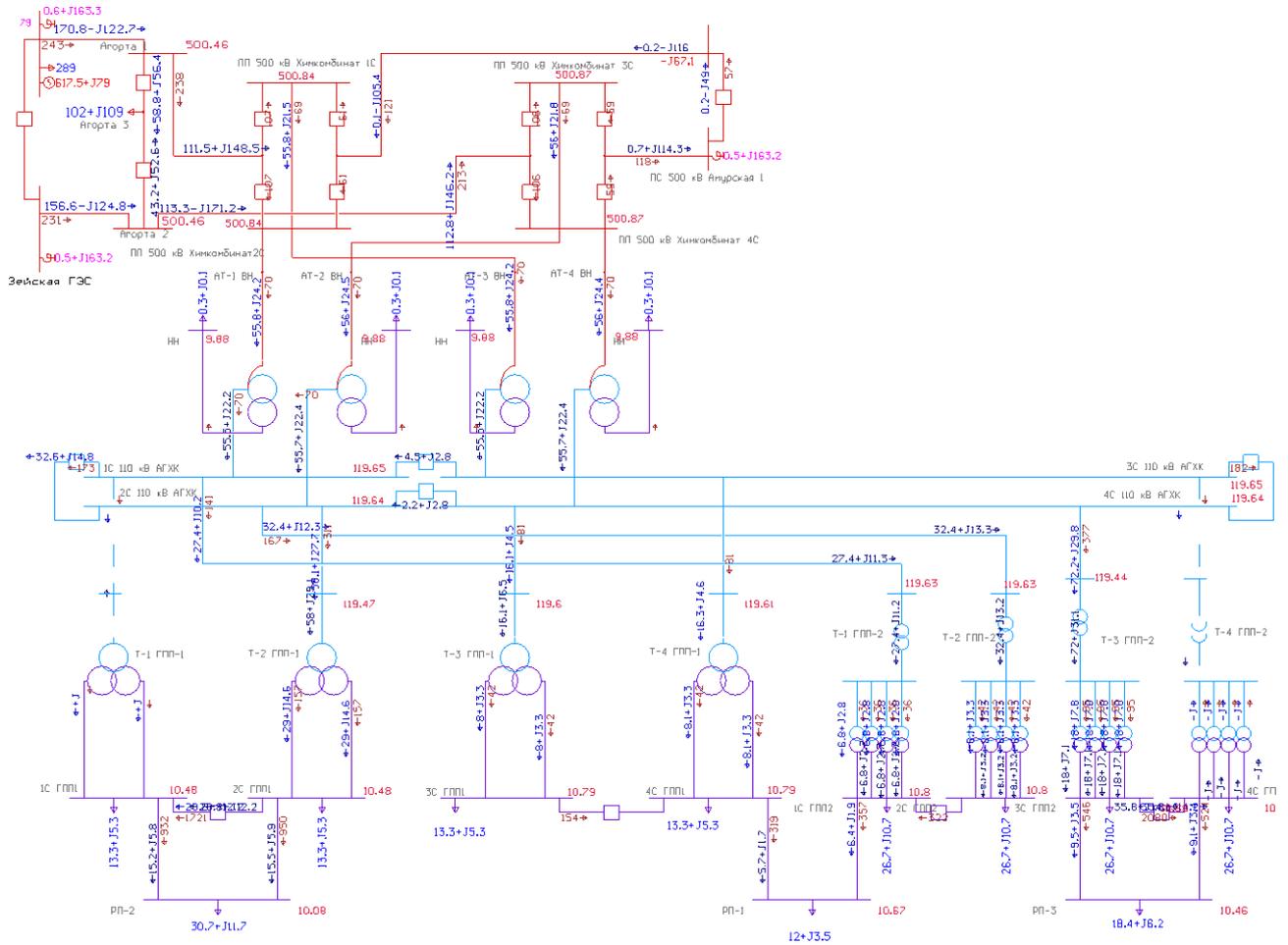




# Продолжение Приложения Б

## Анализ перспективных режимов

### Отключение Т-1 ПС 110 кВ ГПП-1, Т-4 ПС 110 кВ ГПП-2







## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Экономический расчет

Расчёт приведённых затрат:

$$Z := E \cdot K + И$$

$$K_{инф} := 9.1$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{лэп} + K_{пс} + K_{ку}) \cdot K_{инф}$$

Капиталовложения на сооружение ЛЭП

$$K_{лэп} := C_0 \cdot l$$

$$C_{110} := 18000 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{10} := 2400 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$L_{1101} := 2.84 = 2.84 \quad \text{км} \quad L_{101} := 1.904 = 1.904 \quad \text{км}$$

$$L_{1102} := 0 = 0 \quad \text{км} \quad L_{102} := 2.810 = 2.81 \quad \text{км}$$

Итоговая стоимость КЛ:

$$K_{лэп1} := C_{110} \cdot L_{1101} + C_{10} \cdot L_{101} = 5.569 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{лэп2} := C_{10} \cdot L_{102} = 6.744 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

$$K_{пс} := K_{пост} + K_{ру} + K_{ку}$$

$K_{пост}$  - постоянная часть затрат;

$K_{ру}$  - стоимость распределительных устройств;

$K_{ку}$  - стоимость компенсирующих устройств.

Вариант № 1

$$K_{тр1} := 8600 \cdot 2 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ру1} := 11000 \cdot 2 + 7000 \cdot 2 + 160 \cdot 23 = 3.968 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{пост1} := 7000 = 7 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ку1} := 3.5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{пс1} := K_{тр1} + K_{пост1} + K_{ру1} + K_{ку1} = 6.388 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Вариант № 2.

## Продолжение Приложения В

$$K_{\text{пост}2} := 0 = 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр}2} := 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру}2} := 160 \cdot 15 = 2.4 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ку}2} := 0 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}2} := K_{\text{тр}2} + K_{\text{пост}2} + K_{\text{ру}2} + K_{\text{ку}2} = 2.4 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

### Вариант № 1

$$K_1 := (K_{\text{пс}1} + K_{\text{лэп}1}) \cdot K_{\text{инф}} = 1.088115 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

### Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\text{пс}2} + K_{\text{лэп}2}) \cdot K_{\text{инф}} = 8.32104 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраги на издержки:

$$И := И_3 + И_{\text{ам}} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{\text{э.вл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{э.пс}} := 0.059$$

### Вариант № 1.

$$И_{\text{э}1} := \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\text{пс}1} + \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\text{лэп}1} = 4.215 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

### Вариант № 2.

$$И_{\text{э}2} := \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\text{пс}2} + \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\text{лэп}2} = 195.552 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{сл.вл}} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{\text{сл.пс}} := 20 \quad \text{лет}$$

### Вариант №1.

$$И_{\text{ам}1} := \frac{K_1}{T_{\text{сл.пс}}} + \frac{K_{\text{лэп}1}}{T_{\text{сл.вл}}} = 5.812 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

### Вариант №2.

$$И_{\text{ам}2} := \frac{K_2}{T_{\text{сл.пс}}} + \frac{K_{\text{лэп}2}}{T_{\text{сл.вл}}} = 4.61 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

## Продолжение Приложения В

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} := \Delta W \cdot C_0$$

Потери электроэнергии:

Потери, рассчитанные в ПБК RastrWin3:

$$\Delta W := 0.13 \quad \text{МВт}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 7.67 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

$$I_{\Delta W} := (\Delta W \cdot C_0) \cdot 1000 = 997.1 \quad \text{тыс.руб}$$

Заграты на издержки:

$$I_1 := I_{\text{э}1} + I_{\text{ам}1} + I_{\Delta W} = 6.333 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_2 := I_{\text{э}2} + I_{\text{ам}2} + I_{\Delta W} = 5.8028 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые заграты:

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 172141.665 \quad \text{тыс.руб}$$

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 14123.812 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{разница} := Z_1 - Z_2 = 1.58018 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №2, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые заграты на сооружение сети меньше по сравнению с вариантом №1.

### Часть 3.

\*Для выбранного варианта рассчитать ЧДД, индекс доходности, внутреннюю норму доходности.

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

Годовая прибыль:

## Продолжение Приложения В

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 7.67 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5800\text{ч}$$

$$P_p := 12000 + 30710 + 18370 = 6.108 \times 10^4 \text{ кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 3.543 \times 10^8 \text{ кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 2.717 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := I_2 - I_{\text{ам}2} = 1.193 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 2.716 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.25 = 6.79 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} := \sum \left[ \frac{\Delta_t}{(1 + E_n)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{11} := 0.2 \cdot K_2 = 1.664 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{12} := 0.5 \cdot K_2 = 4.161 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в третий год:

$$K_{13} := 0.3 \cdot K_2 = 2.496 \times 10^4$$

$$E_n := 0.13$$

Первый год:

$$\Delta_1 := -И - K_{11} = -1.783 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

## Продолжение Приложения В

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\text{Э}_1}{(1 + E_n)^1} = -1.578 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \text{ЧДД}_1 = -1.578 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\text{Э}_2 := -И - K_{12} = -4.28 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\text{Э}_2}{(1 + E_n)^2} = -3.352 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -4.93 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\text{Э}_3 := О - И - Н - K_{13} = 2.012 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\text{Э}_3}{(1 + E_n)^3} = 1.394 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = 1.345 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{Э} := \text{Э}_3 = 2.012 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^4} = 1.234 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = 2.579 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^5} = 1.092 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = 3.671 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^6} = 9.664 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = 4.638 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^7} = 8.552 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 5.493 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^8} = 7.569 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

## Продолжение Приложения В

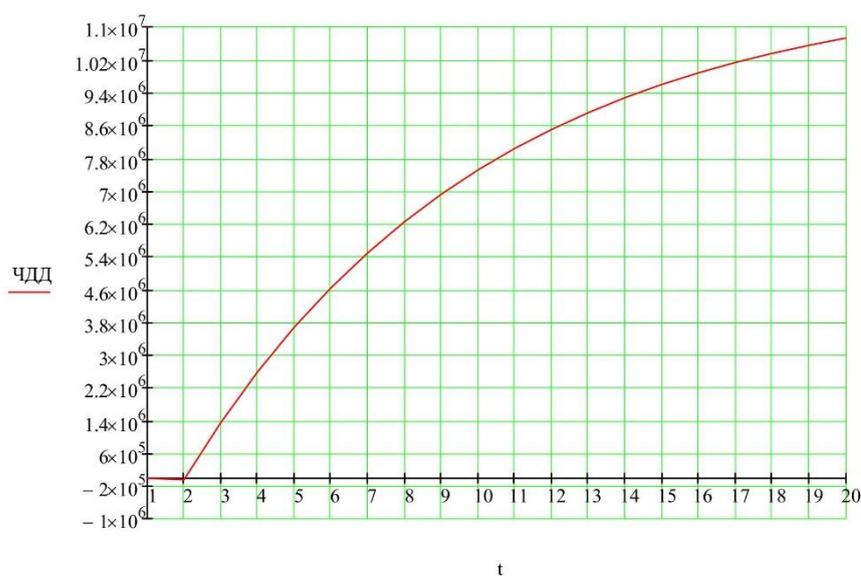
$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^9} = 6.698 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 6.25 \times 10^6$
	$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 6.92 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{10}} = 5.927 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 7.512 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{11}} = 5.245 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 8.037 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 4.642 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 8.501 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 4.108 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 8.912 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 3.635 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 9.275 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 3.217 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 9.597 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 2.847 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 9.882 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 2.519 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 1.013 \times 10^7$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{18}} = 2.23 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 1.036 \times 10^7$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{19}} = 1.973 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 1.055 \times 10^7$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{20}} = 1.746 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$	

## Продолжение Приложения В

$$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 1.073 \times 10^7$$

		( ЧДД <sub>1</sub> )
		ЧДД <sub>2</sub> .
		ЧДД <sub>3</sub> .
		ЧДД <sub>4</sub> .
		ЧДД <sub>5</sub> .
		ЧДД <sub>6</sub> .
		ЧДД <sub>7</sub> .
		ЧДД <sub>8</sub> .
		ЧДД <sub>9</sub> .
		ЧДД <sub>10</sub> .
t :=	ЧДД :=	ЧДД <sub>11</sub> .
		ЧДД <sub>12</sub> .
		ЧДД <sub>13</sub> .
		ЧДД <sub>14</sub> .
		ЧДД <sub>15</sub> .
		ЧДД <sub>16</sub> .
		ЧДД <sub>17</sub> .
		ЧДД <sub>18</sub> .
		ЧДД <sub>19</sub> .
		ЧДД <sub>20</sub> )

## Продолжение Приложения В



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 129.932$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

Чистый доход:

$$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -1.783 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{1.} := \text{ЧД}_1 = -1.783 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -4.28 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{2.} := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -6.063 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 2.012 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{3.} := \text{ЧД}_{2.} + \text{ЧД}_3 = 1.951 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 2.012 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{4.} := \text{ЧД}_{3.} + \text{ЧД}_4 = 3.963 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 2.012 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_{5.} := \text{ЧД}_{4.} + \text{ЧД}_5 = 5.976 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 2.012 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

## Продолжение Приложения В

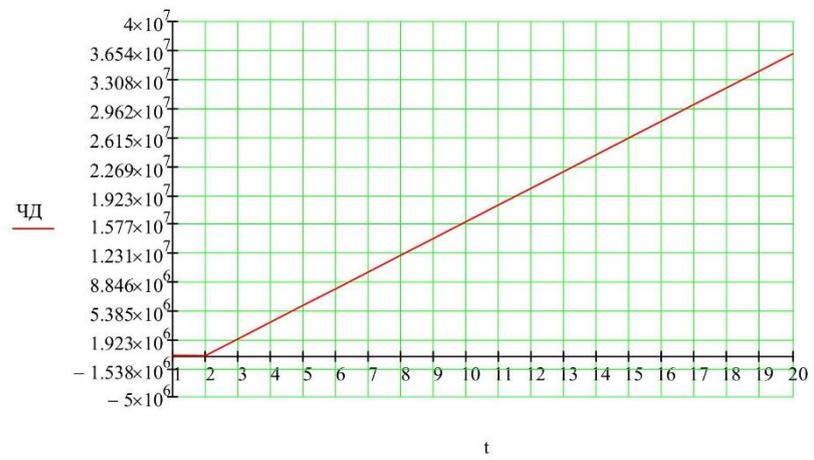
$\text{ЧД}_7 := \text{Э} = 2.012 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_6 := \text{ЧД}_5 + \text{ЧД}_6 = 7.988 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_8 := \text{Э} = 2.012 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_7 := \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = 10 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_9 := \text{Э} = 2.012 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_8 := \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = 1.201 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{10} := \text{Э} = 2.012 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_9 := \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = 1.402 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{11} := \text{Э} = 2.012 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{10} := \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = 1.604 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{12} := \text{Э} = 2.012 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 1.805 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{13} := \text{Э} = 2.012 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{12} := \text{ЧД}_{11} + \text{ЧД}_{12} = 2.006 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{14} := \text{Э} = 2.012 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{13} := \text{ЧД}_{12} + \text{ЧД}_{13} = 2.207 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{15} := \text{Э} = 2.012 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{14} := \text{ЧД}_{13} + \text{ЧД}_{14} = 2.408 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{16} := \text{Э} = 2.012 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{15} := \text{ЧД}_{14} + \text{ЧД}_{15} = 2.61 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{17} := \text{Э} = 2.012 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{16} := \text{ЧД}_{15} + \text{ЧД}_{16} = 2.811 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{18} := \text{Э} = 2.012 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{17} := \text{ЧД}_{16} + \text{ЧД}_{17} = 3.012 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{19} := \text{Э} = 2.012 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{18} := \text{ЧД}_{17} + \text{ЧД}_{18} = 3.213 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{20} := \text{Э} = 2.012 \times 10^6$ тыс.руб	$\text{ЧД}_{19} := \text{ЧД}_{18} + \text{ЧД}_{19} = 3.414 \times 10^7$	тыс.руб

## Продолжение Приложения В

$\left( \begin{array}{l} \text{ЧД}_1. \\ \text{ЧД}_2. \\ \text{ЧД}_3. \\ \text{ЧД}_4. \\ \text{ЧД}_5. \\ \text{ЧД}_6. \\ \text{ЧД}_7. \\ \text{ЧД}_8. \\ \text{ЧД}_9. \\ \text{ЧД}_{10}. \\ \text{ЧД}_{11}. \\ \text{ЧД}_{12}. \\ \text{ЧД}_{13}. \\ \text{ЧД}_{14}. \\ \text{ЧД}_{15}. \\ \text{ЧД}_{16}. \\ \text{ЧД}_{17}. \\ \text{ЧД}_{18}. \\ \text{ЧД}_{19}. \\ \text{ЧД}_{20}. \end{array} \right)$   
 ЧД :=

$$\text{ЧД}_{20} := \text{ЧД}_{19} + \text{ЧД}_{20} = 3.616 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$T_{\text{ок}} := \frac{K_2}{O - I_2 - H + I_{\text{ам}2}} = 0.041$$



Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования,

## Продолжение Приложения В

после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит менее года

\*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\mathcal{E}_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_2} \cdot 100 = -21.433 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_2} \cdot 100 = -51.433 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_2} \cdot 100 = 2.418 \times 10^3 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта составит менее года месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1. Рентабельность проекта составит 2418 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

## Приложение Г

### Создание модели для расчетов токов КЗ в ПВК RastrWin3

Таблица Г.1 – Моделирование узлов

Номер узла в расчетной модели	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	Тип нейтрали
32	Т-4_0 ГПП-2	110	у
47	4С ГПП2	10	зак
45	3С ГПП2	10	зак
43	2С ГПП2	10	зак
41	1С ГПП2	10	зак
39	4С ГПП1	10	зак
37	3С ГПП1	10	зак
35	2С ГПП1	10	зак
9	1С 110 кВ АГХК	110	у
10	2С 110 кВ АГХК	110	у
12	4С 110 кВ АГХК	110	у
11	3С 110 кВ АГХК	110	у
21	Т-1 ГПП-2	110	у
22	Т-2 ГПП-2	110	у
23	Т-3 ГПП-2	110	у
24	Т-4 ГПП-2	110	у
17	Т-1 ГПП-1	110	у
18	Т-2 ГПП-1	110	у
19	Т-3 ГПП-1	110	у
20	Т-4 ГПП-1	110	у
25	Т-1_0 ГПП-1	110	у
26	Т-2_0 ГПП-1	110	у
27	Т-3_0 ГПП-1	110	у
28	Т-4_0 ГПП-1	110	у
29	Т-1_0 ГПП-2	110	у
30	Т-2_0 ГПП-2	110	у
31	Т-3_0 ГПП-2	110	у
1600	Эквивалент	110	у
1500	Эквивалент	110	у
1400	Эквивалент	110	у
1300	Эквивалент	110	у
33	1С ГПП1	10	зак
101	РП-1	10	зак
102	РП-2	10	зак
103	РП-3	10	зак

Продолжение Приложения Г

Таблица Г.2 – Моделирование ветвей

Название	X, Ом	X <sub>0</sub> , Ом	K <sub>гт</sub>
T-1 ГПП-1 - T-1_0 ГПП-1	1,7087	1,7087	1
T-1 ГПП-2 - T-1_0 ГПП-2	2,928	2,928	1
T-2 ГПП-1 - T-2_0 ГПП-1	1,7087	1,7087	1
T-2 ГПП-2 - T-2_0 ГПП-2	2,928	2,928	1
T-3 ГПП-1 - T-3_0 ГПП-1	1,7087	1,7087	1
T-3 ГПП-2 - T-3_0 ГПП-2	2,928	2,928	1
T-4 ГПП-1 - T-4_0 ГПП-1	1,7087	1,7087	1
T-4 ГПП-2 - T-4_0 ГПП-2	2,928	2,928	1
T-1_0 ГПП-1 - 1С ГПП1	31,41	31,41	0,091
T-1_0 ГПП-1 - 1С ГПП1	31,41	31,41	0,091
T-1_0 ГПП-2 - 1С ГПП2	31,41	31,41	0,091
T-1_0 ГПП-2 - 1С ГПП2	31,41	31,41	0,091
T-1_0 ГПП-2 - 1С ГПП2	31,41	31,41	0,091
T-1_0 ГПП-2 - 1С ГПП2	31,41	31,41	0,091
T-2_0 ГПП-1 - 2С ГПП1	31,41	31,41	0,091
T-2_0 ГПП-1 - 2С ГПП1	31,41	31,41	0,091
T-2_0 ГПП-2 - 2С ГПП2	26,012	25,13	0,091
T-2_0 ГПП-2 - 2С ГПП2	26,012	25,13	0,091
T-2_0 ГПП-2 - 2С ГПП2	26,012	25,13	0,091
T-2_0 ГПП-2 - 2С ГПП2	26,012	25,13	0,091
T-3_0 ГПП-1 - 3С ГПП1	31,41	31,41	0,091
T-3_0 ГПП-1 - 3С ГПП1	31,41	31,41	0,091
T-3_0 ГПП-2 - 3С ГПП2	26,012	25,13	0,091
T-3_0 ГПП-2 - 3С ГПП2	26,012	25,13	0,091
T-3_0 ГПП-2 - 3С ГПП2	26,012	25,13	0,091
T-3_0 ГПП-2 - 3С ГПП2	26,012	25,13	0,091
T-4_0 ГПП-1 - 4С ГПП1	31,41	31,41	0,091
T-4_0 ГПП-1 - 4С ГПП1	31,41	31,41	0,091
T-4_0 ГПП-2 - 4С ГПП2	26,012	25,13	0,091
1С ГПП1 - 2С ГПП1	0	0	0
1С ГПП1 - 2С ГПП1	0	0	0
1С ГПП1 - РП-2	0,02	1,2	0
1С ГПП2 - 2С ГПП2	0	0	0
1С ГПП2 - 2С ГПП2	0	0	0
1С ГПП2 - РП-1	0,06	1,2	0
1С 110 кВ АГХК - T-1 ГПП-1	0,33	0,99	0
1С 110 кВ АГХК - T-1 ГПП-2	0,03	0,09	0
1С 110 кВ АГХК - 2С 110 кВ АГХК	0	0	0
1С 110 кВ АГХК - 2С 110 кВ АГХК	0	0	0
1С 110 кВ АГХК - 3С 110 кВ АГХК	0	0	0
2С ГПП1 - РП-2	0,02	1,2	0

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы Г.2

2С ГПП2 - РП-2	0,32	0,96	0
2С 110 кВ АГХК - Т-2 ГПП-2	0,04	0,12	0
2С 110 кВ АГХК - 4С 110 кВ АГХК	0	0	0
3С ГПП1 - 4С ГПП1	0	0	0
3С ГПП1 - 4С ГПП1	0	0	0
3С ГПП2 - РП-3	0,02	1,2	0
3С 110 кВ АГХК - Т-4 ГПП-1	0,32	0,96	0
3С 110 кВ АГХК - Т-4 ГПП-2	0,04	0,12	0
3С 110 кВ АГХК - 4С 110 кВ АГХК	0	0	0
4С ГПП1 - РП-1	0,03	1,2	0
4С ГПП2 - РП-3	0,02	1,2	0
4С 110 кВ АГХК - Т-3 ГПП-1	0,32	0,96	0
4С 110 кВ АГХК - Т-3 ГПП-2	0,04	0,12	0