

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет: энергетический

Кафедра: энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«09» 06 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Развитие электрических сетей Свободненского района Амурской области для подключения газоперерабатывающего и газохимического заводов на платформе активно-адаптивных сетей (комплексная выпускная квалификационная работа)

Исполнитель

студент группы 642 ом

 08.06.18
(подпись, дата)

В.А. Гамолин

Руководитель

профессор, доктор
технических наук

 08.06.18
(подпись, дата)

Н.В. Савина

Руководитель научного
содержания программы
магистратуры

профессор, доктор
технических наук

 09.06.18
(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль
доцент, кандидат
технических наук

 08.06.18
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Рецензент

 09.06.18 г. С.А. Парубженко.
(подпись, дата)

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 11 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Гамолina Владимира Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: *Развитие электрических сетей Свободненского района Амурской области для подключения газоперерабатывающего и газохимического заводов на платформе активно-адаптивных сетей (комплексная выпускная квалификационная работа). Утверждено приказом от 27.10.2017 № 2650-У/7.*

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): **6 июня 2018 г.**

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: *результаты зимнего и контрольного замера 2017 г. по подстанциям Амурской области, нормальная схема электрических соединений распределительных сетей 35-110 кВ филиала АО «ДРК» «Амурские электрические сети».*

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): *характеристика рассматриваемого энергорайона Амурской области, схемно-режимный анализ сети, характеристика электропотребления энергорайона, современное состояние проблемы эксплуатации газовых тепловых электрических станций, выбор числа и мощности генераторного и трансформаторного оборудования электрической станции, выбор главной схемы, расчет токов короткого замыкания, выбор высоковольтного оборудования, выбор устройств противоаварийной автоматики, организация интеллектуального учета электроэнергии, оценка экономической эффективности.*

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

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

7. Дата выдачи задания: 21.03.2018

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

Задание принял к исполнению (дата): 21.03.2018


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 119 с., 00 рисунков, 00 формул 00 таблиц, 83 источника.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЯ, ГАЗОВАЯ ТЕПЛОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, КОНТРОЛЬНЫЙ ЗАМЕР, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА, ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ, ГАЗОТУРБИННАЯ УСТАНОВКА

Магистерская диссертация посвящена рассмотрению вопросов развития электрических сетей Свободненского района Амурской области на платформе активно-адаптивной сети. В магистерской диссертации произведён подробный структурный анализ существующей сети, анализ нормального и послеаварийных режимов рассматриваемого участка электрических сетей Амурской области до ввода в эксплуатацию объектов ГПЗ и ГХК. Произведён анализ загрузки линий электропередачи 220 кВ по результатам зимнего контрольного замера. Приведена характеристика электропотребления энергосистемы Амурской области. Разработаны схемные и технические решения по повышению надежности и эффективности функционирования энергосистемы Амурской области при подключении объектов ГПЗ и ГХК. Проведен расчет капитальных затрат, необходимых для реализации предложенной схемы газовой тепловой электростанции. Предусмотрены устройства телемеханики и учета электроэнергии, противоаварийной автоматики.

СОДЕРЖАНИЕ

Нормативные ссылки	6
Список сокращений	7
Введение	8
1 Схемно-режимный анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района Амурской области	12
1.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района	12
1.1.1 Характеристика источников питания	12
1.1.2 Структурный анализ ЛЭП и ПС	17
1.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	27
1.2.1 Моделирование существующего участка электрической сети	28
1.2.2 Анализ режимов существующей сети	29
1.3 Характеристика электропотребления энергосистемы Амурской области	35
1.4 Современное состояние проблемы эксплуатации газовых ТЭС	39
2 Проектирование электрической части газовой ТЭС	45
2.1 Выбор числа и мощности генераторных установок	45
2.2 Выбор числа и мощности трансформаторов	47
2.3 Выбор главной схемы	49
2.4 Расчет токов короткого замыкания	50
2.5 Выбор электрических аппаратов	57

2.5.1	Выбор выключателей	57
2.5.2	Выбор разъединителей	61
2.5.3	Выбор трансформаторов тока	62
2.5.4	Выбор трансформаторов напряжения	66
2.5.5	Выбор шинных конструкций	69
2.5.6	Выбор ОПН	74
2.6	Противоаварийная автоматика	76
2.7	Диспетчерское управление, телемеханика и средства связи	76
3	Организация умного (интеллектуального) учета электроэнергии	91
4	Оценка экономической эффективности проекта	91
4.1	Расчет капитальных вложений	91
4.2	Расчет эксплуатационных издержек	91
4.3	Оценка показателей экономической эффективности	91
	Заключение	91
	Библиографический список	91

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей магистерской диссертации использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

ГОСТ 2.104-68 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД Текстовые документы

ГОСТ 2.111-68 ЕСКД Нормоконтроль

ГОСТ 2.113-75 ЕСКД Групповые конструкторские документы

ГОСТ 2.306-68 ЕСКД Обозначение графических материалов и правил нанесения их на чертежах

ГОСТ 2.316-68 ЕСКД Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц

ГОСТ 2.605-68 ЕСКД Плакаты учебно-технические. Общие технические требования

ГОСТ 2.701-84 ЕСКД Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению

ГОСТ 2.721-74 ЕСКД Обозначения условно-графические в схемах. Обозначения общего применения

ГОСТ 3.1103-83 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 3.1130-93 ЕСКД Основные требования к формам и бланкам документов

ГОСТ 3.1105-84 ЕСКД Правила оформления документов общего назначения

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В настоящей магистерской работе использованы следующие сокращения:

ПА - противоаварийная автоматика

АВР - автоматический ввод резерва

ВЛ - воздушная линия

ЛЭП - линия электропередачи

РПН - устройство регулирования под нагрузкой

ПБВ - устройство регулирования без возбуждения

ПС - подстанция высокого напряжения

ПВК - программно-вычислительный комплекс

ДРСК - Дальневосточная распределительная сетевая компания

ТЭС - тепловая электрическая станция

ГТУ - газотурбинная установка

ПГУ - парогазовая установка

ГПЗ - газоперерабатывающий завод

ГХК - газохимический комплекс

АИИС КУЭ - автоматизированная информационно-измерительная система
коммерческого учета электроэнергии

ГЭС – гидравлическая электрическая станция

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы обусловлена строительством и последующим вводом в эксплуатацию газоперерабатывающего завода и газохимического комплекса в Свободненском районе Амурской области. Для надежного и эффективного электроснабжения таких крупных потребителей принято решение спроектировать собственную газовую тепловую электрическую станцию, которая станет основным источником питания. Повышение эффективности и надежности их электроснабжения приведёт к уменьшению затрат на потери электроэнергии и, следовательно, поможет повысить прибыль сетевой организации.

Амурский газоперерабатывающий завод (ГПЗ) будет построен в Дальневосточном федеральном округе России, Свободненском районе Амурской области, в 14 км от г. Свободный в рамках реализации Восточной газовой программы ПАО «Газпром». Он станет крупнейшим в России и одним из крупнейших в мире производств по переработке газа — проектная мощность составит до 49 млрд куб. м в год.

В едином технологическом комплексе с Амурским ГПЗ предусмотрено создание Амурского газохимического комплекса (ГХК) ПАО «СИБУР Холдинг» мощностью до 2.4 млн. тонн в год полиэтилена (полиэтилен низкого давления и линейный полиэтилен низкой плотности). Сырьем ГХК должен стать этан, извлекаемый из природного газа Чаяндинского и Ковыктинского месторождений на Амурском ГПЗ. Площадка размещения ГХК предусматривается в Свободненском районе в непосредственной близости от Амурского газоперерабатывающего завода.

Согласно РД 39-135-94 «Нормы технологического проектирования газоперерабатывающих заводов», п.19.1.3. газоперерабатывающий завод (а также ГХК), в целом, по обеспечению надежности электроснабжения, следует относить к потребителям I категории и он должен обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания; согласно п.19.1.3. для возможности

обеспечения электроэнергией наиболее жизненно-важных потребителей в случае полного отключения электроэнергии следует предусматривать третий (резервный) независимый источник питания.

Решение спроектировать электрическую часть газовой ТЭС для осуществления надежного электроснабжения вновь вводимых потребителей является главной целью магистерского исследования.

Объект исследования – газовая тепловая электрическая станция.

Предмет исследования – повышение надежности и эффективности электроснабжения объектов ГПЗ и ГХК.

Данная магистерская диссертация является первой частью комплексной выпускной квалификационной работы. В ходе исследования решаются следующие задачи:

- 1) Анализ схемно-режимной ситуации рассматриваемого района;
- 2) Обзор современного состояния проблемы эксплуатации газовых тепловых электрических станций;
- 3) Проектирование электрической части газовой ТЭС;
- 4) Организация умного (интеллектуального) учета электроэнергии на проектируемой станции;
- 5) Оценка экономической эффективности проекта.

Задачи исследования, решаемые в ходе выполнения второй части комплексной выпускной квалификационной работы:

- 1) Обзор и анализ особенностей электроснабжения ГПЗ и ГХК;
- 2) Анализ проблемы интеллектуализации электрических сетей;
- 3) Мировой опыт интеллектуализации электрических сетей;
- 4) Анализ схемно-режимной ситуации рассматриваемого района;
- 5) Проектирование схемы внешнего электроснабжения ГПЗ и ГХК.
- 6) Оценка экономической эффективности проекта.

Задачи, поставленных при выполнении научно-исследовательской работы были решены при использовании следующих программ:

1. Microsoft Office Word 2013 – текстовый процессор, позволяющий автоматизированным способом подготовить информацию в соответствующий вид;
2. Microsoft Office Excel 2013 – табличный процессор, поддерживающий все необходимые функции для создания электронных таблиц любой сложности;
3. MathType 6.0 – программа, содержащая в себе набор различных математических символов и предназначенная для написания формул автоматизированным способом;

Научная новизна работы заключается в комплексном анализе схемно-режимной ситуации энергорайона Амурской области – структурный анализ подстанций и линий электропередачи, режимный анализ сети до ввода в эксплуатацию ГПЗ и ГХК, разработка вариантов развития электрических сетей с использованием инновационного оборудования с учетом проектируемой электрической станции.

Практическая ценность работы заключается в разработке схемных и технических решений по осуществлению надежного и эффективного электроснабжения вновь вводимых потребителей, что в конечном итоге поможет уменьшить затраты предприятия на покупку потерь и как следствие – увеличить прибыль.

Публикации. По теме диссертации опубликованы 2 печатные работы: «Мировой опыт интеллектуализации генерации и магистральных электрических сетей», «Выбор и характеристика компонентов для перевода электрической сети на активно-адаптивную на рассматриваемом участке Амурских электрических сетей».

Диссертация состоит из введения, 4 разделов, заключения, библиографического списка используемой литературы.

Во введении обосновывается актуальность выбранной темы диссертации, ставятся цели и задачи работы, выбирается объект исследования, приводится научная новизна и практическая ценность работы, публикации по теме диссертации.

В первом разделе подробный схемно-режимный анализ существующей сети, приведена характеристика электропотребления энергорайона и Амурской

области в целом, рассмотрены современные проблемы эксплуатации газовых тепловых электрических станций.

Во втором разделе произведен выбор главной схемы проектируемой электрической станции, расчет токов короткого замыкания, выбор высоковольтного оборудования, средств телемеханики и противоаварийной автоматики.

В третьем разделе рассмотрена возможность организации на проектируемой электрической станции интеллектуального учета электроэнергии.

В четвёртом разделе выполнен расчет капитальных вложений, необходимых для реализации предложенного варианта оснащения электрической станции, произведена оценка экономической эффективности от его реализации.

В заключении приводятся основные результаты работы.

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

В данном разделе проведен анализ современного состояния электроэнергетической системы рассматриваемого района Амурской области с целью обоснования принятого решения по проектированию электрической станции для электроснабжения вводимых объектов ГПЗ и ГХК. Для этого произведен схемно-режимный анализ электрической сети, приведена характеристика энергопотребления, перечислены наиболее крупные промышленные потребители, строительство которых планируется в рассматриваемом энергорайоне и в число которых входят ГПЗ и ГХК. На основании планируемой максимальной мощности ГПЗ и ГХК предложено решение использовать в качестве их основного источника питания вновь строящуюся ТЭС «Сила Сибири» с использованием газотурбинных установок. Рассмотрены основные проблемы эксплуатации газовых тепловых электрических станций.

1.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Общая цель структурного анализа состоит в том, чтобы, исходя из описания элементов системы и непосредственных связей между ними получить заключение о структурных свойствах системы в целом и основных ее подсистем.

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ ЛЭП;
- структурный анализ ПС.

Рассматриваемый район охватывает подстанции и сети напряжением 220 и 500 кВ. Схема электрических соединений рассматриваемого района приведена на листе графической части №1. Для проведения структурного анализа составлен граф сети, приведенный на рисунке 1.

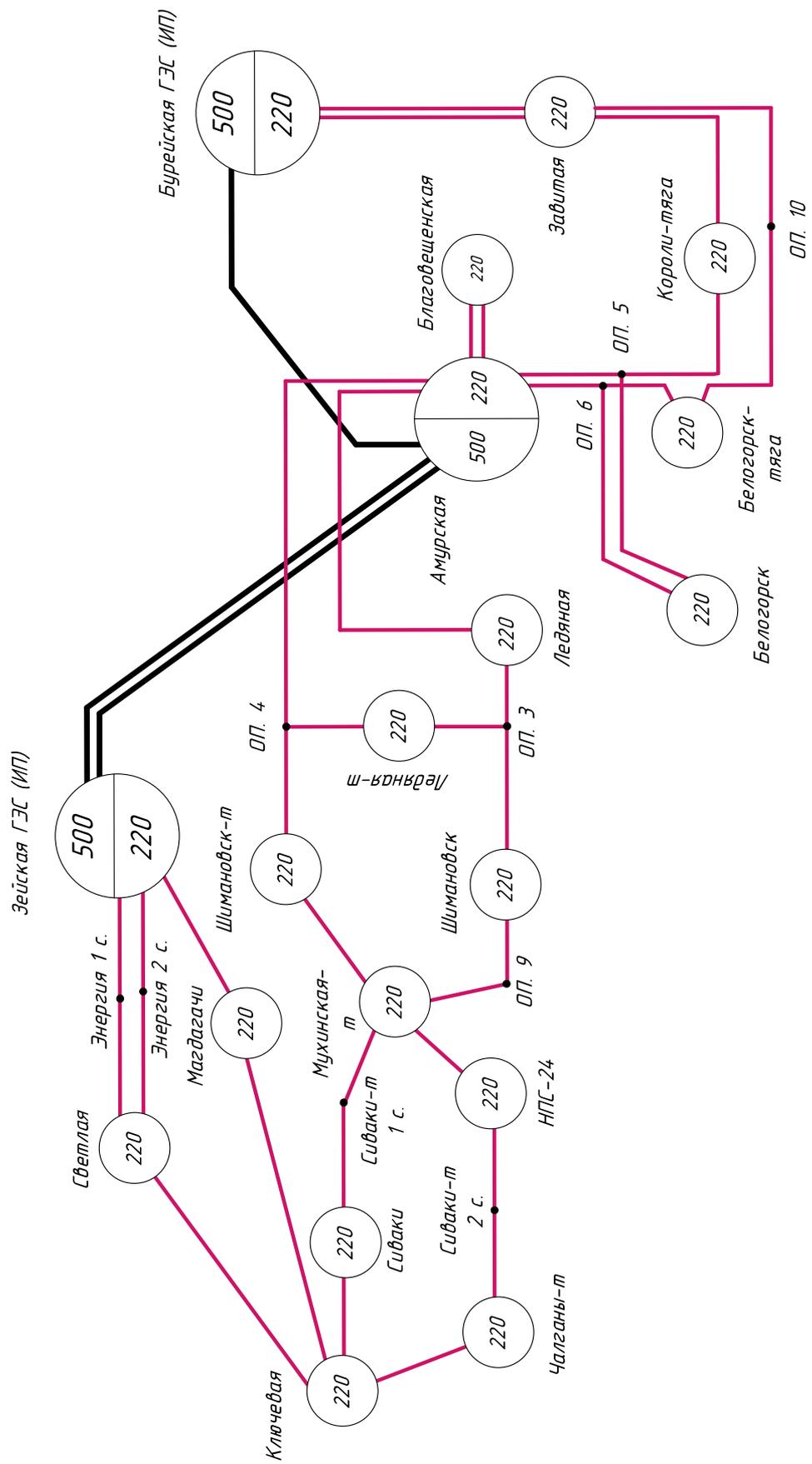


Рисунок 1 – Граф рассматриваемого участка сети

1.1.1 Характеристика источников питания

ГПЗ и ГХК по обеспечению надежности электроснабжения следует относить к потребителям I категории и они должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания; согласно [26] для возможности обеспечения электроэнергией наиболее жизненно-важных потребителей в случае полного отключения электроэнергии следует предусматривать третий (резервный) независимый источник питания. Из этого следует, что помимо проектируемой электрической станции необходимо привести характеристику существующих источников питания в рассматриваемом районе.

Источниками питания, генерирующими электроэнергию в рассматриваемом энергорайоне являются Зейская ГЭС и Бурейская ГЭС, которые играют важную роль в обеспечении балансов электроэнергии и мощности.

Зейская ГЭС

В Дальневосточной энергосистеме Зейская ГЭС осуществляет следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Регулирование частоты;
- Прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- Аварийный резерв, как кратковременный по мощности, так и длительный по энергии.

На Зейской ГЭС установлены генераторы мощности: 1Г, 2Г, 4Г, 5Г — 225 МВт; 3Г, 6Г — 215 МВт.

Генераторное напряжение – 15,75 кВ.

Установленная мощность – 1330 МВт.

Марка генераторов - 6 × СВ-1130/220-44ХЛ4

СВ – синхронный вертикальный

1130 - наружный диаметр сердечника статора, см;

220 - длина сердечника статора, см;

Количество полюсов – 44

ХЛ4 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ

Первый гидроагрегат пущен в работу в 1975 году, в 1980 году запущен шестой гидроагрегат и станция вышла на полную мощность.

До 2025 года планируется произвести замену всех 6 гидроагрегатов.

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (г№3 - г№6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/500 (№3 - №5) и ТНЕРЕ-265000/525 (№6) для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ-4ГТ и 5ГТ-6ГТ). В 2008 году была произведена замена повышающих трансформаторов фирмы АВВ для 1 и 6 генераторов.

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 кВ и ОРУ-220 кВ. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

РУ ВН ЗГЭС:

U_{НОМ}: 500 кВ

Схема РУ: полуторная (№ 17), ОРУ, с подключением автотрансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей.

Количество ячеек: 2 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

Выключатели: установлены по 3 выключателя на два присоединения.

Схема РУ 500 кВ Зейской ГЭС представлена на рисунке 2.

Характеристики трансформаторного, реакторного и генераторного оборудования РУ 500 кВ Зейской ГЭС представлены в таблицах 1-3 соответственно.

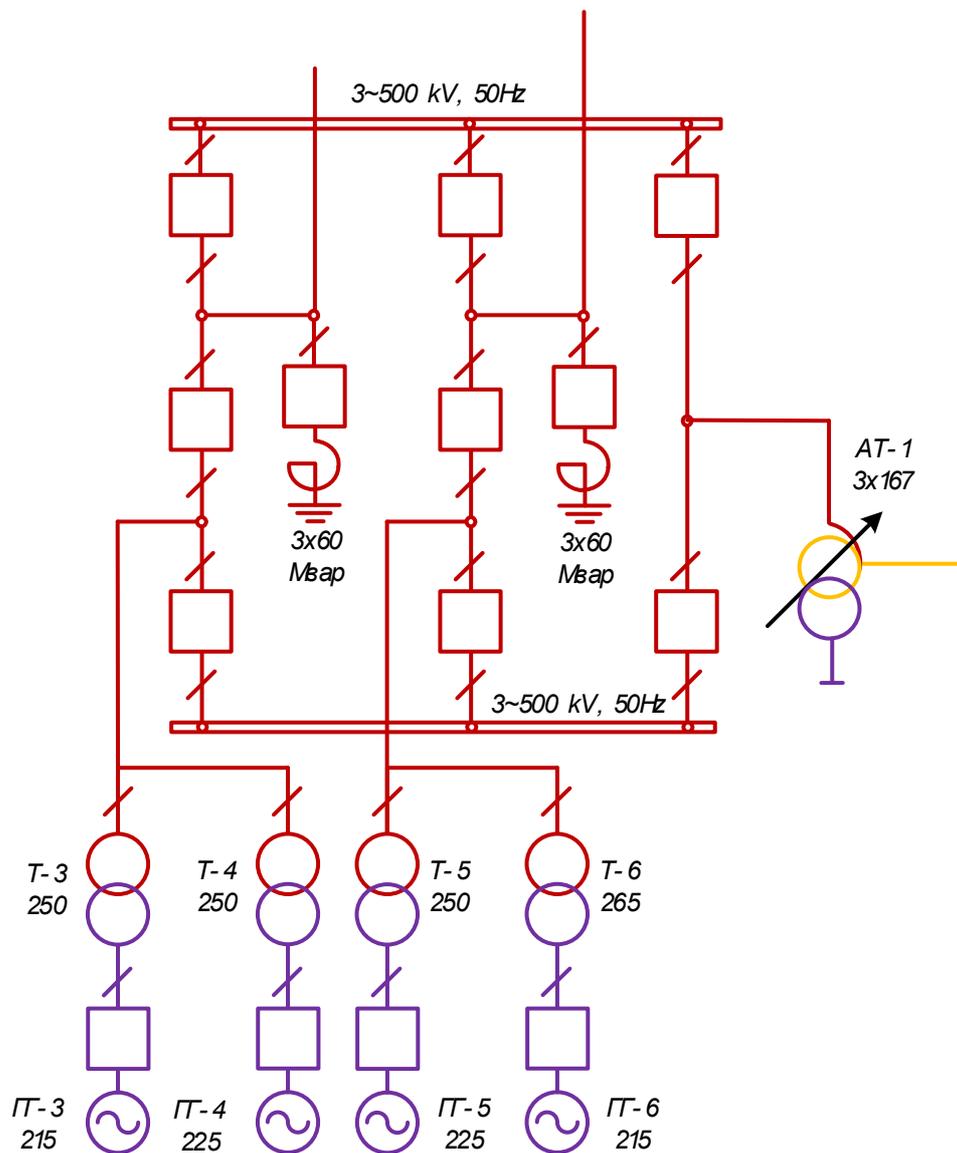


Рисунок 2 – Схема РУ 500 кВ ЗГЭС

Таблица 1 – Характеристики силовых трансформаторов РУ 500 кВ ЗГЭС

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН- 167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ-250000/500/15,75	3	13			600	250	1125	0,45
ТНЕРЕ- 265000/242/15,75	1	13			600	250	1125	0,45

Таблица 2 – Характеристики шунтирующих реакторов РУ 500 кВ ЗГЭС

Тип	Q _{НОМ} , кВАр	U _{НОМ} , кВ	I _{НОМ} , А	X, Ом	ΔP, кВт
3хРОМ-60000/500	60000	525/√3	197,95	1532	205

Таблица 3 – Характеристики генераторов РУ 500 кВ ЗГЭС

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

РУ СН ЗГЭС:

U_{НОМ}: 220 кВ

Схема РУ: одиночная секционированная система шин с обходной (№ 12Н), ОРУ, с секционной связью через два обходных выключателя.

Количество ячеек: 5 линейных, 3 трансформаторные, 2 на присоединение автотрансформаторов, 2 обходные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин, 1 – на обходную шину, 1 – на развилку присоединения АТ.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор, 2 на развилку подключения АТ к секциям шин.

Схема РУ 220 кВ Зейской ГЭС представлена на рисунке 3.

Характеристики трансформаторного и генераторного оборудования РУ 220 кВ Зейской ГЭС представлены в таблицах 4 и 5 соответственно.

Таблица 4 – Характеристики силовых трансформаторов РУ 220 кВ ЗГЭС

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТЦ-250000/220/15,75	1	11			650	240	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242/15,75	1	11			650	240	1125	0,45

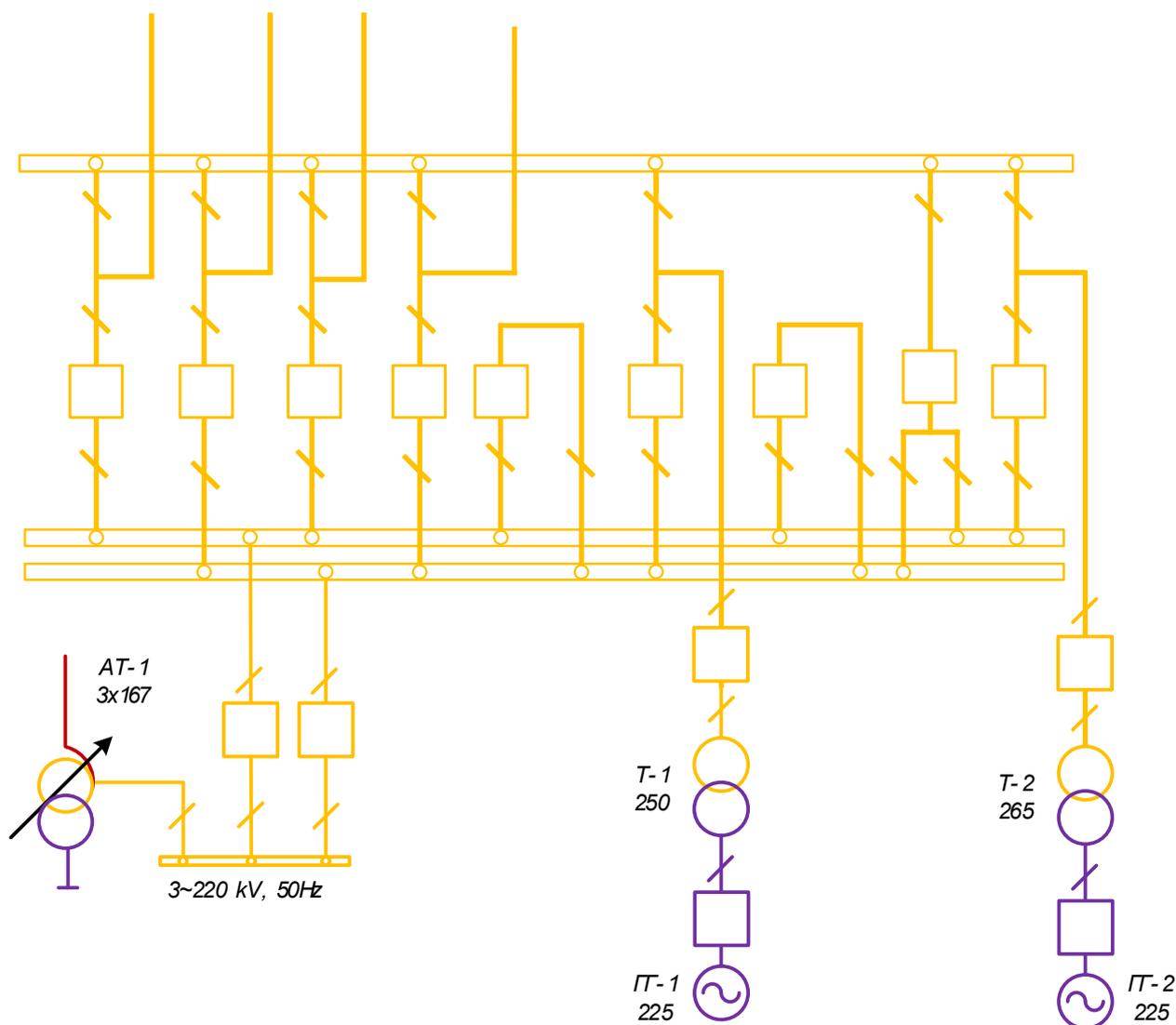


Рисунок 3 – Схема РУ 220 кВ ЗГЭС

Таблица 5 – Характеристики генераторов РУ 220 кВ ЗГЭС

Марка	Кол-во	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	225	15,75	136	230

Бурейская ГЭС

Основные функции в Дальневосточной энергосистеме:

- выдача мощности и выработка электроэнергии;
- принятие неравномерной нагрузки;
- участие в регулировании основных параметров энергосистемы;

- обеспечение аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного — по энергии;
- резкое повышение надежности функционирования всей энергосистемы региона.

Установленная электрическая мощность составляет 2010 МВт.

РУ ВН БГЭС:

$U_{НОМ}$: 500 кВ

Схема РУ: Трансформаторы-шины с присоединением линий через 2 выключателя (№ 15), КРУЭ.

Количество ячеек: 3 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

Выключатели: установлены по 2 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор.

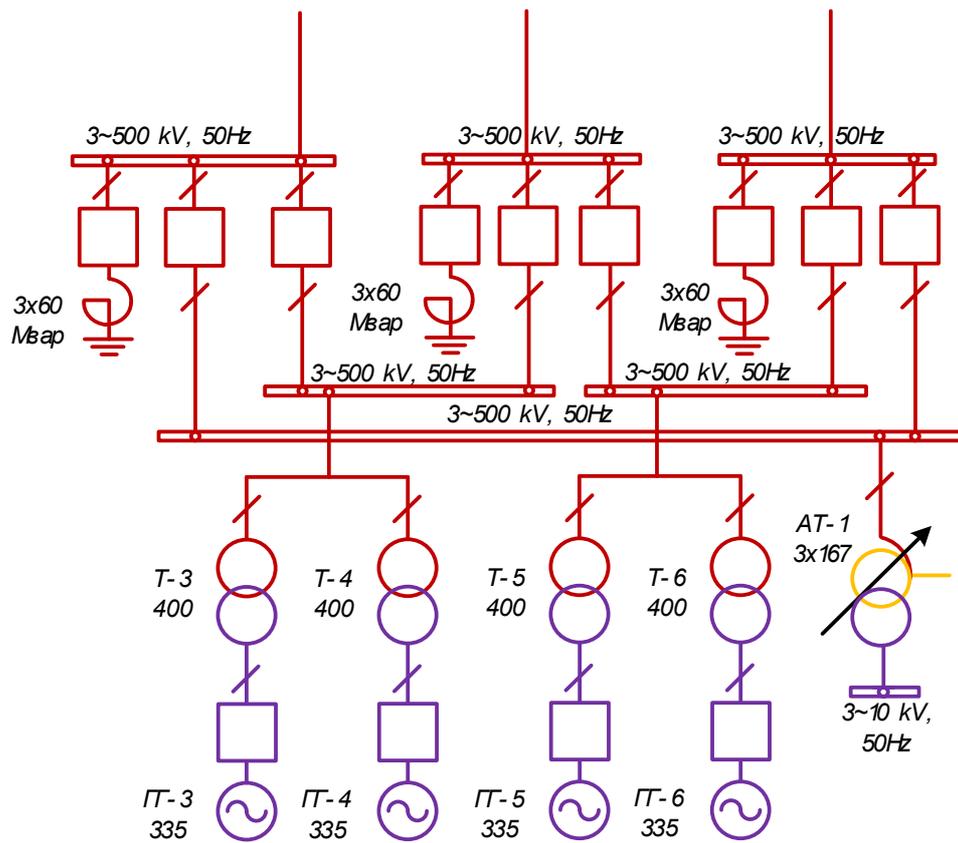


Рисунок 4 – Схема РУ 500 кВ БГЭС

Характеристики трансформаторного, реакторного и генераторного оборудования РУ 500 кВ Бурейской ГЭС представлены в таблицах 6-8 соответственно.

Таблица 6 – Характеристики силовых трансформаторов РУ 500 кВ БГЭС

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН-167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТДЦ-400000/500/15,75	4	13			800	350	1600	0,4

Таблица 7 – Характеристики шунтирующих реакторов РУ 500 кВ БГЭС

Тип	Q _{НОМ} , кВАр	U _{НОМ} , кВ	I _{НОМ} , А	X, Ом	ΔP, кВт
3хРОМ-60000/500	60000	525/√3	197,95	1532	205

Таблица 8 – Характеристики генераторов РУ 500 кВ БГЭС

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ 1313/265-48 УХЛ4	4	335	15,75	125	230

РУ СН БГЭС:

U_{НОМ}: 220 кВ

Схема РУ: Одна рабочая секционированная выключателями и обходная системы шин с подключением автотрансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей (№ 12Н), ОРУ.

Количество ячеек: 4 линейные, 2 трансформаторные, 2 на присоединение автотрансформаторов, 2 обходные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин, 1 – на обходную шину, 1 – на развилку присоединения АТ.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор, 2 на развилку подключения АТ к секциям шин.

Характеристики трансформаторного и генераторного оборудования РУ 220 кВ Бурейской ГЭС представлены в таблицах 9 и 10 соответственно.

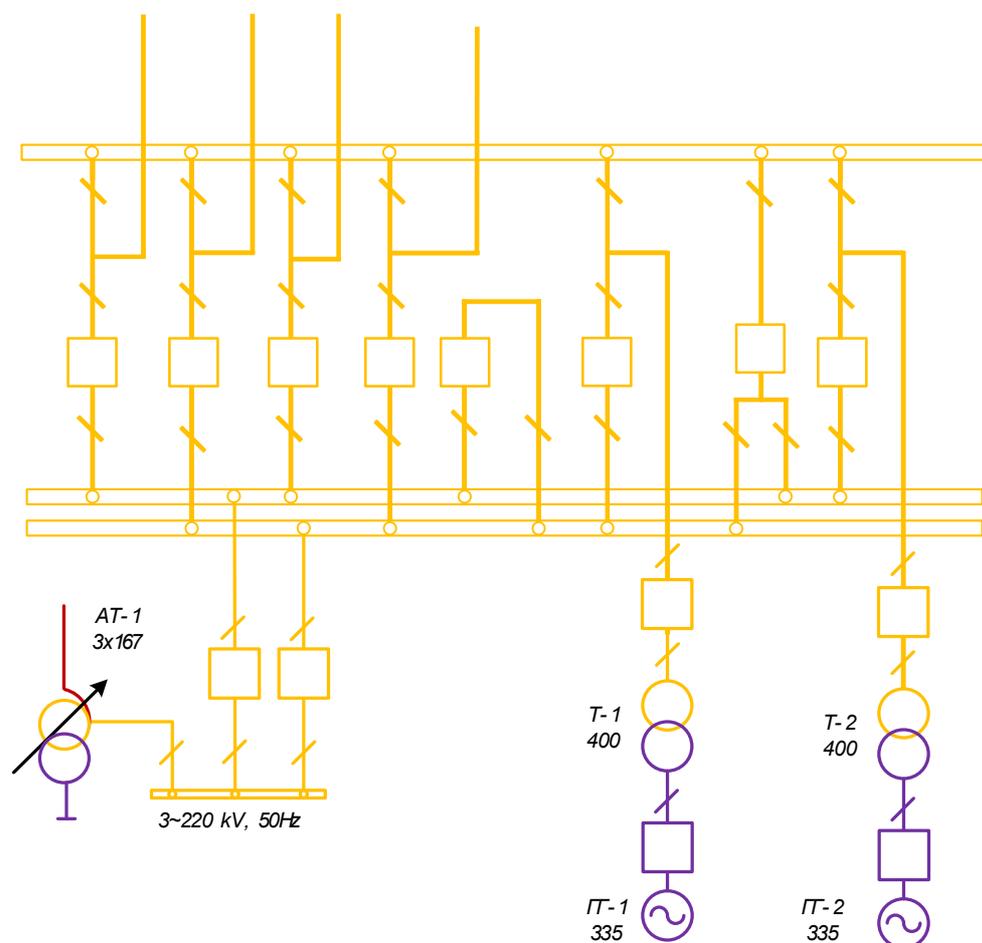


Рисунок 5 – Схема РУ 220 кВ БГЭС

Таблица 9 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДЦ-400000/220/15,75	2	11			880	330	1600	0,4

Таблица 10 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ 1313/265-48 УХЛ4	4	335	15,75	125	230

В электроэнергетический комплекс энергосистемы Амурской области по состоянию на 01.01.2018 входят 5 электростанций. Суммарная установленная мощность всех электростанций на 01.01.2018 составила 4166 МВт. В состав генерации энергосистемы Амурской области входят гидравлические и тепловые электростанции.

В структуре установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области преобладают гидравлические электростанции.

Суммарная установленная мощность рассматриваемых электрических станций (Бурейская ГЭС и Зейская ГЭС) составляет 80 % от суммарной мощности всех электростанций Амурской области.

1.1.2 Структурный анализ ЛЭП и ПС

Структурный анализ линий электропередачи и подстанций в рассматриваемом районе электрических сетей Амурской области выполняется для дальнейшего определения возможных вариантов уровня номинального напряжения главной схемы проектируемой электрической станции.

В ходе структурного анализа линий электропередачи выделены все ЛЭП 220 и 500 кВ. Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения приведено в таблице 11. Перечень ЛЭП с указанием сечения и длины линий, принятыми на основании Схемы и программы развития электроэнергетики Амурской области на период 2018-2022 годов [1], приведен в таблицах 11 и 12.

Таблица 11 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км
1	2	3	4
Бурейская ГЭС – Амурская	500	АС-3х330/43	278,7
Зейская ГЭС – Амурская		2 х АС-3х330/43	356,7+361,5
Амурская – Шимановск-т	220	АС-240/32	88,04
Амурская – Шимановск-т, отпайка на Ледяная-т		АС-240/32	2,29
Амурская – Белогорск-т, отпайка на Белогорск		АС-240/32	0,06

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
Амурская – Короли-т, отпайка на Белогорск	220	АС-240/32	0,05
Амурская – Ледяная		АС-300/39	46,27

Ледяная – Шимановск, отпайка на Ледяная-т		АС-240/32	2,53
Короли-тяга – Завитая		АС-300/39	51,76
Бурейская ГЭС – Завитая		2 х АС-400/51	2 х 79,5
Шимановск-т – Мухинская-т		АС-240/32	54,78
Мухинская-т – НПС-24		АС-240/32	15,01
НПС-24 – Чалганы-т		АС-240/32	86,18
Чалганы-т – Ключевая		АС-240/32	24,1
Сиваки – Ключевая		АС-300/39	77,7
Ключевая – Светлая		АС-300/39	112,3
Ключевая – Магдагачи		АС-300/39	54,64
Зейская ГЭС – Магдагачи		АС-400/51	133,53

Отдельно выделяются ЛЭП, выполненные разными сечениями.

Таблица 12 – Линии электропередачи, выполненные разными сечениями

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км
1	2	3	4
Благовещенская – Амурская	220	АС-300/39	130,2
		АС-400/51	129,7
Амурская – Белогорск-т		АС-240/32	66,56
		АС-300/39	8,5
Амурская – Короли-т		АС-240/32	69,01
		АС-300/39	68,8
Ледяная - Шимановск		АС-300/39	39,47
		АС-240/32	2,53
Белогорск-т - Завитая		АС-240/32	61,78
		АСО-300/39	58,32
Шимановск – Мухинская-т		АС-300/39	52,74
		АС-240/32	2,5

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
Мухинская-т – Сиваки	220	АС-300/39	56,66
		АС-240/32	2,7
Зейская ГЭС – Светлая №1		АС-300/39	2,17
		АС-240/32	10,09
Зейская ГЭС – Светлая №2	АС-300/39	2,14	

		АС-240/32	10,34
--	--	-----------	-------

Таблица 13 – Структура сечений ЛЭП

U _{ном} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
500	АС-3х330/43	996,9
220	АС-240/32	498,55
	АС-300/39	761,67
	АС-400/51	422,23

Таблица 14 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{ном} , кВ	Суммарная протяженность, км
500	996,9
220	1682,45

Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением АС-300. На рассматриваемом участке электрической сети все линии электропередачи являются воздушными. Линии 500 кВ, представленные в ходе анализа, являются системообразующими, линии 220 кВ – распределительными.

Далее приведем характеристику подстанций по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки установленных на них силовых трансформаторов.

Подстанции в рассматриваемом участке электрической сети по способу присоединения к сети в основном являются проходными. Имеются также подстанции, подключенные к линии при помощи отпаек, и узловые подстанции. Перечень подстанций сети с указанием схемы РУ стороны ВН представлен в таблице 15. Также приведен перечень трансформаторов, установленных на подстанциях рассматриваемого района проектирования, в таблице 16.

Таблица 15 – Распределение ПС по типам схем РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
Белогорск	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)

Белогорск-тяга	Мостик (5АН)
Благовещенская	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
Короли-тяга	Мостик (5АН)
Ледяная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
Ледяная-тяга	Два блока линия-трансформатор (4Н)
Шимановск	Мостик (5АН)
Шимановск-тяга	Мостик (5АН)
Завитая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
Мухинская-тяга	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
Сиваки-тяга	Два блока линия-трансформатор (4Н)
НПС-24	Мостик (5АН)
Сиваки	Мостик (5АН)
Чалганы-тяга	Мостик (5АН)
Ключевая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
Магдагачи	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
Светлая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
Энергия	Два блока линия-трансформатор

Отдельно выделим ПС Амурская, поскольку для нее рассматриваются РУ двух классов номинального напряжения.

РУ 500 кВ: Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя (15).

РУ 220 кВ: Две рабочие и обходная системы шин (13Н).

Таблица 16 – Количество и марки установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
Белогорск	2 х АДЦТН-63000/220/110/10, 2 х ТДНТ-40000/220/35/10
Белогорск-тяга	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Благовещенская	2 х АДЦТН-125000/220/110/35
Амурская	6 х АОДЦТН-167000/500/220/10, 2 х АДЦТН-63000/220/110/35
Короли-тяга	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Завитая	2 х ТДНТ-25000/220/35/10
Ледяная	2 х ТДТНГ-20000/220/35/6
Ледяная-тяга	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Шимановск	2 х ТДТН-25000/220/35/10
Шимановск-тяга	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Мухинская-тяга	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
НПС-24	2 х ТРДН-25000/220/10
Сиваки	АДЦТН-63000/220/110/6, АДЦТН-30000/220/110/6
Чалганы-тяга	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Ключевая	ТДТН-25000/220/35/10, ТМН-4000/35/10
Светлая	2 х АДЦТН-63000/220/110/35, 2 х ТДТНГ-20000/220/35/10
Магдагачи	ТДНТЖ-40000/220/27,5/10 ТДНТЖ-40000/220/35/27,5 ТДТН-25000/220/35/10



Рисунок 00 – Количество и марки установленных на ПС трансформаторов

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 220 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями обладают узловые подстанции Амурская, Мухинская-тяга, Ключевая, которые имеют не менее четырех связных элементов.

Всего в рассматриваемом районе 19 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными, по виду присоединения к сети проходными.

1.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Для выявления режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима произведен расчет установившихся режимов для рассматриваемого участка электрической сети.

Для расчёта режимов использовался ПВК « RastrWin 3». В качестве исходных данных использовались:

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2017 г [2];

- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 08.06.2015 г [3];

- Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 20.12.2017 г [4];

- Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2018-2022 годов [1].

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118.-2003 расчёт режимов следует осуществлять [7]:

- Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;

- точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (1)$$

где – базовая средняя мощность; $P^{баз}$

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2017-2023 гг.;

N – срок выполнения прогноза, для распределительных сетей принимается равным 5 лет.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Благовещенская.

$$P_{Благ.}^{прог} = 67,6 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 78,863 \text{ МВт};$$

$$Q_{Благ.}^{прог} = 54,7 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 63,813 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети. Результаты прогнозирования приведены в таблице 00.

Таблица 00 – Результаты контрольных замеров с учетом прогноза нагрузок

Объект	U _{НОМ} , кВ	P _Н , МВт	Q _Н , МВар	P _Г , МВт	Q _Г , МВар
Бурейская ГЭС 500	500	841,0	-270,0	763,0	191,6
Завитая	220	256,2	-3,3		
Амурская 500	500	202,0	10,0		
Магдагачи	220	165,5	-6,4		
Зейская ГЭС 220	220	112,6	27,1	360,0	10,7
Белогорск	220	83,6	24,1		
Благовещенская	220	76,9	63,8		
Амурская 220 2 с.	220	67,3	30,3		
Амурская 220 1 с.	220	63,7	-28,5		
Светлая	220	52,5	-1,2		
Белогорск-тяга	220	32,0	9,8		
Ключевая	220	26,8	14,1		
Короли-тяга	220	24,7	7,9		
Ледяная	220	22,2	9,6		
Бурейская ГЭС 220	220	20,0	3,5	320,0	76,1
Мухинская-тяга	220	19,6	10,4		
Ледяная-тяга	220	15,5	10,1		
Шимановск-тяга	220	15,0	10,1		
Шимановск	220	14,6	7,7		
Энергия 2 с.	220	12,0	4,7		
Энергия 1 с.	220	12,0	4,7		
НПС-24	220	11,8	4,6		
Чалганы-тяга	220	11,5	6,5		
Сиваки-тяга 1 с.	220	4,2	1,9		
Сиваки-тяга 2 с.	220	1,0	0,9		
Зейская ГЭС 500	500			747,2	139,5

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;

- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

1.2.1 Моделирование существующего участка электрической сети

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПК RastrWin 3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ, ВДТ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную. В качестве исходных данных приняты результаты расчета прогнозируемых нагрузок из таблицы 00.

Результаты расчёта режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок приведены ниже.

Тип	Номер ▲	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV
Ген	1	Бурейская ГЭС 500	500	841,0	-270,0	763,0	191,5	506,0	-2 000,0	2 000,0	2 000,0	506,00	1,20
Нагр	2	Бурейская ГЭС ср.т.	500									510,85	2,17
Ген	3	Бурейская ГЭС 220	220	20,0	3,5	320,0	76,1	235,0	-500,0	1 000,0		235,00	6,82
Нагр	4	Бурейская ГЭС 35	35									37,80	8,01
Нагр	5	Амурская 500	500	202,0	10,0						1 400,0	488,12	-2,38
Нагр	6	Амурская 500 (2)	500								740,0	488,06	-2,39
Нагр	7	Амурская ср.т.	500									487,11	-2,58
Нагр	8	Амурская ср.т. (2)	500									487,06	-2,59
Нагр	9	Амурская 220	220	63,7	-28,5							224,00	1,82
Нагр	10	Амурская 220 (2)	220	67,3	30,3							223,97	1,81
Нагр	11	Амурская 10	10									10,72	7,16
Нагр	12	Благовещенская	220	76,9	63,8							215,73	-1,94
Нагр	13	оп. 5	220									223,75	1,70
Нагр	14	оп. 6	220									223,75	1,70
Нагр	15	Белогорск	220	83,6	24,1							223,74	1,70
Нагр	16	Белогорск-тяга	220	32,0	9,8							223,97	1,80
Нагр	17	Короли-тяга	220	24,7	7,9							226,54	2,97
Нагр	18	Завитая	220	256,2	-3,3							229,18	4,17
База	19	Зейская ГЭС 500	500			747,1	139,4	502,0	-2 000,0	2 000,0	1 317,0	502,00	0,40
Нагр	20	Зейская ГЭС ср.т.	500									500,08	0,02
Ген	21	Зейская ГЭС 220	220	112,6	27,1	360,0	10,6	230,0	-500,0	1 000,0		230,00	4,55
Нагр	22	Зейская ГЭС 35	35									37,51	7,16
Нагр	23	Ледяная	220	22,2	9,6							223,00	1,37
Нагр	24	оп. 3	220									223,00	1,37
Нагр	25	Ледяная-тяга	220	15,5	10,1							223,00	1,36
Нагр	26	оп. 4	220									223,05	1,39
Нагр	27	Шимановск-тяга	220	15,0	10,1							222,80	1,27
Нагр	28	Шимановск	220	14,6	7,7							222,93	1,33
Нагр	29	оп. 9	220									223,34	1,52
Нагр	30	Мухинская-тяга	220	19,6	10,4							223,34	1,52
Нагр	31	НПС-24	220	11,8	4,6							223,44	1,56
Нагр	32	Сиваки-тяга 1 с.	220	4,2	1,9							224,36	1,98
Нагр	33	Сиваки-тяга 2 с.	220	1,0	0,9							224,02	1,83
Нагр	34	Сиваки	220	-0,8	-0,8							224,41	2,00
Нагр	35	Чалганы-тяга	220	11,5	6,5							224,34	1,97
Нагр	36	Ключевая	220	26,8	14,1							224,77	2,17
Нагр	37	Магдагачи	220	165,5	-6,4							224,66	2,12
Нагр	38	Светлая	220	52,5	-1,2							229,49	4,31
Нагр	39	Энергия 2 с.	220	12,0	4,7							229,91	4,50
Нагр	40	Энергия 1 с.	220	12,0	4,7							229,90	4,50
Нагр	41	оп. 10	220									227,13	3,24

Рисунок 00 – Таблица «Узлы» для нормального режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	Идоп...	I загр.
Тр-р	1	2	Бурейская ГЭС 500 - Бурейская ГЭС ср.т.	0,58	61,10	24,2	1,000	27	34	49		
Тр-р	19	20	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС ср.т.	0,58	61,10	24,2	1,000	-103	-22	121		
Тр-р	5	7	Амурская 500 - Амурская ср.т.	0,58	61,10	24,2	1,000	-190	-17	225		
Тр-р	6	8	Амурская 500 (2) - Амурская ср.т. (2)	0,58	61,10	24,2	1,000	-192	-17	228		
Тр-р	2	3	Бурейская ГЭС ср.т. - Бурейская ГЭС 220	0,39			0,460	27	40	55		
Тр-р	20	21	Зейская ГЭС ср.т. - Зейская ГЭС 220	0,39			0,460	-103	-13	120		
Тр-р	7	9	Амурская ср.т. - Амурская 220	0,39			0,460	-189	-2	224		
Тр-р	8	10	Амурская ср.т. (2) - Амурская 220 (2)	0,39			0,460	-191	-2	227		
Тр-р	2	4	Бурейская ГЭС ср.т. - Бурейская ГЭС 35	2,90	113,50		0,074	0	0	0		
Тр-р	20	22	Зейская ГЭС ср.т. - Зейская ГЭС 35	2,90	113,50		0,075	0	0	0		
Тр-р	7	11	Амурская ср.т. - Амурская 10	2,90	113,50		0,022	0	0	0		
Тр-р	8	11	Амурская ср.т. (2) - Амурская 10	2,90	113,50		0,022	0	0	0		
ЛЭП	9	12	Амурская 220 - Благовещенская	12,76	55,86	-343,7		-39	-16	131	690,0	19,0
ЛЭП	10	12	Амурская 220 (2) - Благовещенская	9,73	54,47	-350,2		-39	-19	136	825,0	16,5
ЛЭП	9	13	Амурская 220 - оп. 5	8,35	30,02	-179,4		-64	19	171	610,0	28,0
ЛЭП	10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	8,05	28,95	-173,1		-66	19	177	610,0	29,0
ЛЭП	13	15	оп. 5 - Белогорск	0,01	0,02	-0,1		-50	-16	135	610,0	22,2
ЛЭП	14	15	оп. 6 - Белогорск	0,01	0,03	-0,2		-34	-8	89	610,0	14,6
ЛЭП	13	17	оп. 5 - Короли-тяга	6,74	29,52	-181,6		-13	29	81	690,0	11,7
ЛЭП	14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	0,83	3,65	-22,4		-32	21	98	690,0	14,3
ЛЭП	16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	7,48	26,88	-160,6		0	30	78	610,0	12,8
ЛЭП	41	18	оп. 10 - Завитая	5,72	25,02	-154,0		1	22	57	690,0	8,3
ЛЭП	17	18	Короли-тяга - Завитая	5,07	22,21	-136,6		12	28	77	690,0	11,1
ЛЭП	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Завитая	5,96	33,39	-214,6		-136	-16	341	835,0	40,8
ЛЭП	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Завитая	5,96	33,39	-214,6		-136	-16	341	835,0	40,8
ЛЭП	1	5	Бурейская ГЭС 500 - Амурская 500	7,85	84,60	-1 010,0		51	17	276	1 891,0	14,6
ЛЭП	19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурская 500 (2)	10,34	109,86	-1 284,1		-324	106	423	1 891,0	22,4
ЛЭП	19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурская 500	10,49	111,34	-1 301,4		-320	109	421	1 891,0	22,3
Выкл	5	6	Амурская 500 - Амурская 500 (2)					127	-31	155		
Выкл	9	10	Амурская 220 - Амурская 220 (2)					-1	-29	76		
ЛЭП	9	23	Амурская 220 - Ледяная	4,53	19,85	-122,2		-22	-3	61	690,0	8,9
ЛЭП	10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	5,71	20,52	-122,6		-20	-1	55	610,0	9,1
ЛЭП	23	24	Ледяная - оп. 3	0,31	1,10	-6,6		0	0	1	610,0	0,2
ЛЭП	24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	0,31	1,10	-6,6		2	-2	8	610,0	1,3
ЛЭП	25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	0,28	1,00	-6,0		18	8	50	610,0	8,2
ЛЭП	26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	4,95	17,78	-106,3		-3	0	15	610,0	2,4
ЛЭП	27	30	Шимановск-тяга - Мухинская-тяга	6,63	23,83	-142,4		13	5	35	610,0	5,7
ЛЭП	24	28	оп. 3 - Шимановск	3,87	16,93	-104,2		-2	2	9	690,0	1,4
ЛЭП	28	29	Шимановск - оп. 9	5,17	22,62	-139,2		13	5	35	690,0	5,1
ЛЭП	29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	0,30	1,09	-6,5		13	-2	34	610,0	5,6
ЛЭП	30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	1,82	6,53	-39,0		18	-1	47	610,0	7,6
ЛЭП	30	32	Мухинская-тяга - Сиваки-тяга 1 с.	5,55	24,31	-149,6		27	7	72	690,0	10,5
ЛЭП	31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	4,79	17,23	-103,0		30	2	77	610,0	12,6
ЛЭП	32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	0,33	1,18	-7,0		31	1	81	610,0	13,3
ЛЭП	33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалганы-тяга	5,64	20,26	-121,1		31	-2	82	610,0	13,4
ЛЭП	35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	2,92	10,48	-62,7		42	-1	110	610,0	18,0
ЛЭП	34	36	Сиваки - Ключевая	7,62	33,33	-205,1		31	0	83	690,0	12,0
ЛЭП	36	37	Ключевая - Магдагачи	5,36	23,44	-144,2		-30	9	81	690,0	11,8
ЛЭП	36	38	Ключевая - Светлая	11,00	48,18	-296,5		130	-9	338	690,0	49,0
ЛЭП	38	39	Светлая - Энергия 2 с.	1,25	4,50	-26,9		92	-4	233	610,0	38,2
ЛЭП	38	40	Светлая - Энергия 1 с.	1,22	4,39	-26,2		94	-4	237	610,0	38,9
ЛЭП	21	37	Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	10,02	56,08	-360,5		-139	2	349	835,0	41,8
ЛЭП	21	40	Зейская ГЭС 220 - Энергия 1 с.	0,21	0,93	-5,7		-106	0	267	690,0	38,7
ЛЭП	21	39	Зейская ГЭС 220 - Энергия 2 с.	0,21	0,92	-5,6		-105	0	263	690,0	38,1

Рисунок 00 – Таблица «Ветви» для нормального режима

1.2.2 Анализ режимов существующей сети.

Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе.

В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах с точки зрения соблюдения надежной работы изоляции [81]. Отклонения по напряжению более 5 % наблюдаются в следующих узлах, представленных в таблице 00.

Таблица 00 – Отклонение напряжения в узлах сети

Но- мер узла	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	dU, %
11	Амурская 10	10	10,72	7,16
22	Зейская ГЭС 35	35	37,51	7,16
4	Бурейская ГЭС 35	35	37,80	8,01
3	Бурейская ГЭС 220	220	235,00	6,82

При этом напряжение на шинах 220 кВ Бурейской ГЭС задано согласно схеме потокораспределения, принятой в качестве исходных данных. Напряжение в остальных узлах можно отрегулировать с помощью устройств РПН.

Ток протекающий по ЛЭП не выходит за рамки длительно допустимого. Исходя из условия оптимальной загрузки $30 \leq I_{\max}/I_{\text{доп}} \leq 70$ % большинство ЛЭП загружены не оптимально. ВЛ, удовлетворяющие этим условиям, представлены в таблице 00. Остальные ВЛ недогружены, что говорит о том, что сечение этих линий электропередачи завышено.

Таблица 00 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Ключевая - Светлая	338	690	49,0
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	349	835	41,8
Бурейская ГЭС 220 - Завитая	341	835	40,8
Бурейская ГЭС 220 - Завитая	341	835	40,8
Светлая - Энергия 1 с.	237	610	38,9
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1 с.	267	690	38,7
Светлая - Энергия 2 с.	233	610	38,2
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2 с.	263	690	38,1

В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 26,72 МВт, что составляет 2 % от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе.

Схема потокораспределения в нормальном режиме сети представлена на листе графической части №1.

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

- для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена одна цепь ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская;
- отключен один из автотрансформаторов ПС Амурская.

Результаты расчёта послеаварийных режимов приведён на рисунках 00-00. Схемы потокораспределения в послеаварийных режимах сети представлены на листе графической части №1.

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_расч	I/I_доп
9	12	Амурская 220 - Благове...	115	137	ВН	690,0	19,9
10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	118	143	ВН	825,0	17,3
9	13	Амурская 220 - оп. 5	192	182	ВН	610,0	31,4
10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	198	189	ВН	610,0	32,5
13	15	оп. 5 - Белогорск	140	140	ВН	610,0	23,0
14	15	оп. 6 - Белогорск	92	92	ВН	610,0	15,0
13	17	оп. 5 - Короли-тяга	124	102	ВН	690,0	18,0
14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	127	125	ВН	690,0	18,5
16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	121	101	ВН	610,0	19,8
41	18	оп. 10 - Завитая	101	81	ВН	690,0	14,6
17	18	Короли-тяга - Завитая	122	105	ВН	690,0	17,7
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	349	356	ВН	835,0	42,6
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	349	356	ВН	835,0	42,6
1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	139	413	ВН	1 891,0	21,8
19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...			ВН	1 891,0	
19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	685	740	ВН	1 891,0	39,1
9	23	Амурская 220 - Ледяная	23	34	ВН	690,0	4,9
10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	27	36	ВН	610,0	5,9
23	24	Ледяная - оп. 3	80	80	ВН	610,0	13,0
24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	6	7	ВН	610,0	1,2
25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	50	50	ВН	610,0	8,3
26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	71	73	ВН	610,0	12,0
27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	112	111	ВН	610,0	18,3
24	28	оп. 3 - Шимановск	76	76	ВН	690,0	11,1
28	29	Шимановск - оп. 9	116	115	ВН	690,0	16,7
29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	115	115	ВН	610,0	18,8
30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	129	129	ВН	610,0	21,2
30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	151	149	ВН	690,0	21,8
31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	161	161	ВН	610,0	26,4
32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	160	160	ВН	610,0	26,3
33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	163	164	ВН	610,0	26,9
35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	194	194	ВН	610,0	31,8
34	36	Сиваки - Ключевая	158	158	ВН	690,0	22,9
36	37	Ключевая - Магдагачи	40	24	ВН	690,0	5,8
36	38	Ключевая - Светлая	438	438	ВН	690,0	63,5
38	39	Светлая - Энергия 2 с.	282	282	ВН	610,0	46,3
38	40	Светлая - Энергия 1 с.	287	287	ВН	610,0	47,1
21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	414	416	ВН	835,0	49,8
21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	318	318	ВН	690,0	46,1
21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	313	313	ВН	690,0	45,3

Рисунок 00 – Таблица «Токовая нагрузка ЛЭП» для режима с отключенной ВЛ 500 кВ «Зейская ГЭС – Амурская»

Номер	Название	U_ном	V	dV
5	Амурская 500	500	467,03	-6,59
6	Амурская 500 (2)	500	466,68	-6,66
7	Амурская ср.т.	500	467,45	-6,51
8	Амурская ср.т. (2)	500	467,39	-6,52
22	Зейская ГЭС 35	35	37,51	7,17
4	Бурейская ГЭС 35	35	37,80	8,01
3	Бурейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
12	Благовещенская	220	206,10	-6,32

Риснок 00 – Таблица «Отклонение напряжения» для режима с отключенной ВЛ 500 кВ «Зейская ГЭС – Амурская»

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_расч	I/I_dop
9	12	Амурская 220 - Благове...	109	132	ВН	690,0	19,1
10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	113	137	ВН	825,0	16,7
9	13	Амурская 220 - оп. 5	142	136	ВН	610,0	23,3
10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	150	144	ВН	610,0	24,6
13	15	оп. 5 - Белогорск	136	136	ВН	610,0	22,4
14	15	оп. 6 - Белогорск	89	89	ВН	610,0	14,6
13	17	оп. 5 - Короли-тяга	72	49	ВН	690,0	10,5
14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	75	73	ВН	690,0	10,9
16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	81	62	ВН	610,0	13,3
41	18	оп. 10 - Завитая	62	46	ВН	690,0	9,0
17	18	Короли-тяга - Завитая	92	79	ВН	690,0	13,3
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	367	370	ВН	835,0	44,3
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	367	370	ВН	835,0	44,3
1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	87	287	ВН	1 891,0	15,2
19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	383	417	ВН	1 891,0	22,1
19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	379	414	ВН	1 891,0	21,9
9	23	Амурская 220 - Ледяная	36	44	ВН	690,0	6,3
10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	33	40	ВН	610,0	6,6
23	24	Ледяная - оп. 3	24	24	ВН	610,0	4,0
24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	9	9	ВН	610,0	1,5
25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	51	51	ВН	610,0	8,4
26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	15	23	ВН	610,0	3,7
27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	54	54	ВН	610,0	8,9
24	28	оп. 3 - Шимановск	18	21	ВН	690,0	3,0
28	29	Шимановск - оп. 9	56	56	ВН	690,0	8,1
29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	56	56	ВН	610,0	9,2
30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	69	69	ВН	610,0	11,3
30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	93	91	ВН	690,0	13,4
31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	99	100	ВН	610,0	16,3
32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	102	102	ВН	610,0	16,8
33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	102	104	ВН	610,0	17,1
35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	132	132	ВН	610,0	21,7

Рисунок 00 – Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с одним отключенным автотрансформатором на ПС «Амурская»

34	36	Сиваки - Ключевая	100	104	ВН	690,0	15,0
36	37	Ключевая - Магдагачи	65	61	ВН	690,0	9,4
36	38	Ключевая - Светлая	363	365	ВН	690,0	52,9
38	39	Светлая - Энергия 2 с.	246	247	ВН	610,0	40,4
38	40	Светлая - Энергия 1 с.	251	251	ВН	610,0	41,1
21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	367	366	ВН	835,0	43,9
21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	281	281	ВН	690,0	40,7
21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	277	277	ВН	690,0	40,1

Рисунок 00 – Таблица «Токовая нагрузка ЛЭП» для режима с одним отключенным автотрансформатором на ПС «Амурская»

Номер	Название	U_ном	V	dV
11	Амурская 10	10	10,66	6,60
22	Зейская ГЭС 35	35	37,51	7,16
4	Бурейская ГЭС 35	35	37,80	8,01
3	Бурейская ГЭС 220	220	235,00	6,82

Рисунок 00 – Таблица «Отклонение напряжения» для режима с одним отключенным автотрансформатором на ПС «Амурская»

По результатам расчёта данных режимов видно, что напряжения и токи находятся в допустимых пределах в обоих случаях. Наиболее тяжелым был режим, когда отключена ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская. Проанализировав этот режим видно, что в результате уровень напряжения на некоторых подстанциях стал ниже значений нормального режима. Представим узлы, в которых отклонение от номинального значения превышает 5%, в таблице 00.

Таблица 00 – Отклонения напряжения в узлах сети

Номер узла	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	dU, %
6	Амурская 500 (2)	500	466,67	-6,67
5	Амурская 500	500	467,02	-6,60
8	Амурская ср.т. (2)	500	467,38	-6,52
7	Амурская ср.т.	500	467,44	-6,51
12	Благовещенская	220	206,10	-6,32

Уровень загрузки оставшихся в работе ЛЭП увеличился, но большинство ЛЭП по-прежнему остались недогруженными. Представим оптимально загруженные линии в таблице 00. Остальные ЛЭП, не представленные в таблице, имеют коэффициент загрузки менее 30 % и являются недогруженными.

Таблица 00 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Ключевая - Светлая	438	690,0	63,5
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	416	835,0	49,8
Светлая - Энергия 1 с.	287	610,0	47,1
Светлая - Энергия 2 с.	282	610,0	46,3
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1 с.	318	690,0	46,1
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2 с.	313	690,0	45,3
Бурейская ГЭС 220 - Завитая	356	835,0	42,6
Бурейская ГЭС 220 - Завитая	356	835,0	42,6
Зейская ГЭС 500 - Амурская 500	740	1891,0	39,1
Амурская 220 (2) - оп. 6	198	610,0	32,5
Чалганы-тяга - Ключевая	194	610,0	31,8
Амурская 220 - оп. 5	192	610,0	31,4

Исходя из результатов расчета послеаварийных режимов можно сделать вывод о том, что для их оптимизации можно увеличить напряжение на источниках питания, тем самым не прибегая к использованию дополнительных средств КРМ. Таким образом можно выровнять уровень напряжения в сети и снизить потери мощности. Данные по потерям сведены в таблицу 00.

Таблица 00 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	26,72
Отключена одна ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская	43,15
Отключен один автотрансформатор ПС Амурская	27,99

Как видно из выше приведённой таблицы самым оптимальным является нормальным режим, так как потери в сети без подключения каких-либо дополнительных средств компенсации являются минимальными.

Из результатов расчета установившихся режимов существующей сети видно, что во всех случаях уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах по условиям соблюдения статической устойчивости и надежной работы изоляции.

Уровень загрузки ЛЭП находится в допустимых пределах, что говорит о соблюдении требований надежности.

1.3 Характеристика электропотребления энергосистемы Амурской области

Потребителями, составляющими наибольшую долю в электропотреблении ЭС Амурской области, являются: транспорт, в т.ч. электрифицированный железнодорожный транспорт (более 30 %), промышленность (26 %) и население (около 14 %). Также велико влияние собственных нужд электростанций (около 9 %).

Таблица 00 - Структура электропотребления ЭС Амурской области за 2017 год

Потребление Амурской области, в т.ч.	8305,7 млн. кВт·ч
1. Транспорт	2503,4 млн. кВт·ч
2. Промышленность	2166,9 млн. кВт·ч
3. Сельское хозяйство	62,6 млн. кВт·ч
4. Население	1131,3 млн. кВт·ч
5. Собственные нужды электростанций	753,2 млн. кВт·ч
6. Потери в региональных сетях по (филиалу ПАО «ДЭК» -Амурэнергосбыт)	596,5 млн. кВт·ч
7. Потери электроэнергии в сетях ЕНЭС	403,38 млн. кВт·ч
8. Прочие потребители	688,72 млн. кВт·ч

Для сравнения приведем сравнение показателей потребления электроэнергии энергосистемы Амурской области за период 2013-2017 гг.

Таблица 00 – Отчетная динамика потребления электроэнергии в Амурской области за 2013 - 2017 годы

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017
Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	7979,277	7983,909	8069,389	8370,459	8305,705

Незначительное снижение потребления электроэнергии связано с уменьшением объемов электропотребления ряда крупных потребителей.

Наиболее крупными промышленными потребителями являются:

- ОАО «РЖД»;
- Объекты ВСТО;
- АО «Покровский рудник»;
- ООО «Албынский рудник»;
- ООО «Маломырский рудник»;
- ООО «Березитовый рудник»;
- АО «Амурский уголь» Райчихинский и Ерковецкий угольные разрезы.

Таблица 00 - Динамика электропотребления по основным крупным потребителям энергосистемы Амурской области

Потребитель	Электропотребление, тыс.кВтч				
	Факт 2013	Факт 2014	Факт 2015	Факт 2016	Факт 2017
ОАО «РЖД»	2 331 296	2 416 834	2 409 709	2 492 547	2 503 273
АО «Покровский рудник»	338 142	320 298	318 800	318 773	313 865
ООО «Маломырский рудник»	125 029	112 031	120 445	124 918	139 341
АО «Амурский уголь»	93 936	99 019	105 745	102 034	103 567
ООО «Березитовый рудник»	87 993	87 610	88 246	88 469	89 163
ООО «Албынский рудник»	130 449	154 671	163 668	159 584	155 531
Объекты ВСТО	91 297	158 558	256 829	357 938	361 206
Население и потребители, приравненные к населению	788 822	879 611	1 111 647	1 123 9 02	1 131 60 8
Собственное потребление электростанций	719 851	714 817	720 569	739 263	753 177
Потери ЕНЭС	517 220	409 384	389 169	474 026	403 384

На территории Амурской области осуществляется строительство космодрома «Восточный». Завершено строительство и ввод в эксплуатацию объектов первой очереди, что обеспечило подготовку и запуск космических аппаратов научного, социально-экономического и коммерческого назначения, транспортных грузовых кораблей и модулей орбитальных станций (платформ).

Также на пятилетний период планируется строительство новых крупных объектов: газоперерабатывающего завода ПАО «Газпром», газохимического комплекса ПАО «СИБУР Холдинг», нефтеперерабатывающего завода (ООО «Амурская энергетическая компания»), пограничного мостового перехода через реку Амур (Хэйлунцзян) в районе городов Благовещенск (РФ) – Хэйхэ

(КНР) (Компания с ограниченной ответственностью по развитию и строительству моста «Амур (Хэйлунцзян)», Маслоэкстракционного завода (ООО «Маслоэкстракционный завод «Амурский»).

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики Амурской области на период 2017 – 2021 годов» электрическая мощность Амурского ГХК составит 360 МВт, ввод нагрузки начинается с 2021 года. Мощность на период строительства – 44 МВт – с 2019 года (с учетом городка строителей, строительства и ПНР), нагрузка планируемого жилого микрорайона – 8,5 МВт с 2019 года; предполагаемая электрическая мощность Амурского ГПЗ составит до 203,044 МВт, ввод нагрузки (с учетом нужд строительства) начинается с 2018 года.

Электроснабжение Амурского ГПЗ, согласно проектным решениям, будет выполняться комбинированным способом: от вновь строящейся Амурской ТЭС («Сила Сибири») и частично от электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС». Проектом предусмотрена установка на ТЭС «Сила Сибири» двух паросиловых установок мощностью 80 МВт (2хПСУ-80 МВт) со сроком ввода в 2020 году. Выдача мощности от ТЭС в энергосистему не предусматривается. Проектными решениями предусмотрено резервирование всей мощности Амурского ГПЗ от электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС». Схема внешнего электроснабжения Амурского ГХК находится на стадии разработки.

В данной работе предлагается использовать в качестве основного источника питания ГПЗ и ГХК вновь строящейся ТЭС «Сила Сибири» с учетом технических решений, предложенных в ходе ее выполнения.

С начала и почти до конца 20-го столетия паротурбинные установки (ПТУ) господствовали на всех тепловых электростанциях мира, с той поры и по сей день тепловые электростанции — основной производитель электроэнергии, на которой утвердилось современная цивилизация. Однако в наше время в наращивании энергетических мощностей электростанций главенствующая роль переходит к газотурбинным установкам (ГТУ) и, главное, к созданным в результате прогресса ГТУ парогазовым установкам (ПГУ).

Электростанции на основе ГТУ и ПГУ существенно выигрывают по стоимости и срокам строительства. В 2005 г. на мировом энергетическом рынке стоимость 1 кВт установленной мощности на ПГУ мощностью 200 МВт и более составляла 500–600 \$/кВт, а для ПГУ меньших мощностей стоимость была в пределах 600–900 \$/кВт. Стоимость мощных ГТУ составляет 200–250 \$/кВт, с уменьшением единичной мощности их стоимость растет, но не превышает обычно 500 \$/кВт. В целом реальная удельная стоимость сооружения электростанций с ПГУ по сравнению с публикуемыми усредненными ценами может оказаться выше на 60 %. Однако, это все равно ниже, чем у конденсационных паротурбинных электростанций (КЭС), где стоимость установленного киловатта колеблется в пределах 2000–3000 \$/кВт, или атомных (АЭС), где аналогичный показатель 2500–3500 \$/кВт [1, 3, 4].

Значительно сокращаются сроки строительства и ввода в действие тепловых электростанций. Для АЭС они в лучшем случае составляют 7–8 лет, а иногда 10–12, для КЭС— 3–5 лет, в то время как для ГТУ-ТЭС пуск в эксплуатацию на полную мощность обычно осуществляется не более чем через 2 года после заключения контракта или через 20 месяцев после начала сооружения. Такие сроки достигаются за счет комплектной модульной поставки энергетического оборудования и строительных конструкций высокой заводской готовности.

Низкое загрязнение окружающей среды — критическое преимущество комбинированных энергостанций, работающих именно на природном газе. Это позволяет им находиться достаточно близко к городу для централизованного теплоснабжения [2].

Интенсивное увеличение доли газа в производстве электрической и тепловой энергии электростанциями России, преимущества, связанные с использованием такого топлива, а так же популярность в эксплуатации у развитых зарубежных стран формируют актуальность вопроса оценки целесообразности применения на строящейся ТЭС «Сила Сибири» газотурбинных установок взамен паросиловым.

1.4 Проблемы эксплуатации газовых ТЭС

В России сосредоточено до 40 % разведанных мировых запасов угля. Традиционно отечественная энергетика ориентировалась на твердое топливо, доля которого в топливном балансе полвека назад достигла 78 %. Однако, за последние 50 лет в стране произошла переориентация, и теперь значительная часть централизованного производства тепла и электроэнергии вырабатывается за счет газообразного топлива. Так, в 2005 году доля газа в топливном балансе электростанций России составила уже 71,1 %. Особенно интенсивно росло потребление газа в европейских районах, где его доля в суммарном расходе топлива ТЭС увеличилась до 84,6 %. При этом увеличение потребления газа шло на традиционных паротурбинных блоках путем простого замещения газом угля и мазута. В результате потребление газа в теплоэнергетике резко увеличилось, а эффективность его использования, если и увеличилась, то незначительно.

На данный момент в России существует проблема высокого износа энергетического оборудования электрических станций всех типов и систем транспорта, передачи и распределения электроэнергии, который составляет около 56 %. Если события и дальше будут развиваться по такому сценарию, то большинство энергоблоков из-за старения в ближайшие годы войдут в зону серьезного риска аварий. Проблему технического перевооружения всех типов существующих электростанций обостряет то, что даже часть сравнительно “молодых” энергоблоков 500—800 МВт исчерпала ресурс работы основных узлов и требует серьезных восстановительных работ.

Продление сроков эксплуатации станций с заменой крупных узлов основного оборудования (роторов турбин, поверхностей нагрева котлов, паропроводов), конечно, значительно дешевле, чем строительство новых электростанций. Электростанциям и заводам-изготовителям зачастую удобно и выгодно заменять оборудование на аналогичное демонтируемому. Однако при этом не используются возможности значительного увеличения экономии топлива, не уменьшается загрязнение окружающей среды, не применяются современные средства автоматизированных систем нового оборудования, увеличиваются затраты на эксплуатацию и ремонт.

Основным стратегическим направлением развития и технического перевооружения российской тепло- и электроэнергетики, в первую очередь замены морально и физически изношенного энергооборудования и существенного повышения эффективности использования природного газа, является широкое внедрение высокоэкономичных парогазовых технологий, сердцевина которых — высокотемпературные газовые турбины большой мощности.

ГТУ предназначены для эксплуатации в любых климатических условиях как основной или резервный источник электроэнергии и тепла для объектов производственного или бытового назначения. Области применения газотурбинных установок практически не ограничены: нефтегазодобывающая промышленность, промышленные предприятия, муниципальные образования.

Блочно-модульное исполнение современных ГТУ обеспечивает высокий уровень заводской готовности газотурбинных электростанций. Степень автоматизации газотурбинной электростанции позволяет отказаться от постоянного присутствия обслуживающего персонала в блоке управления. Контроль работы станции может осуществляться с главного щита управления, дистанционно.

Основу газотурбинной электростанции составляют один или несколько газотурбинных двигателей — силовых агрегатов, механически связанных с электрогенератором и объединенных системой управления в единый энергетический комплекс. Газотурбинная электростанция может иметь электрическую мощность от двадцати киловатт до сотен мегаватт.

При сравнении с паротурбинными установками можно выделить следующие недостатки ГТУ [1]:

1. Невозможность работы на твердых видах топлива и топочных мазутах.
2. Несколько меньший КПД, для современных ГТУ – это 35–40 %, против 40–43 % для ПТУ.
3. Большая наукоемкость и более высокие технологические требования к производству.

По отношению к паротурбинным установкам, ГТУ имеют ряд преимуществ:

1. Существенно меньшая стоимость, металлоемкость и габариты. Для работы ГТУ не обязательно такое громоздкое оборудование как паровой котел, конденсатор, градирня. Не обязательным является и строительство промышленных корпусов, т. к. в регионах с умеренным климатом ГТУ могут располагаться вне помещений, имея лишь легкие ограждения.

2. Возможность автономной работы в регионах, лишенных источников воды, инженерных сетей и коммуникаций.

3. Быстрота запуска и простота обслуживания. При современных уровнях автоматизации ГТУ могут работать без постоянного обслуживания, с дистанционным управлением.

Но главное достоинство ГТУ заключается в том, что они позволяют создавать комбинированные парогазовые установки, в которых ГТУ и ПТУ, работая в рамках единой тепловой схемы, обеспечивают при предельных мощностях получение наивысшего КПД, достигнутого в наше время при выработке электрической энергии.

К основным преимуществам ПГУ-ТЭС по сравнению с другими видами электростанций относят следующее:

- Возможность достичь электрического КПД более 60 %. Для сравнения, у работающих отдельно паросиловых установок КПД обычно находится в пределах 40-43 %, для газотурбинных установок — в диапазоне 35-40 %.
- Низкая стоимость единицы установленной мощности.
- Парогазовые установки потребляют существенно меньше воды на единицу вырабатываемой электроэнергии по сравнению с паросиловыми установками.
- Короткие сроки возведения (9-12 мес.).
- Нет необходимости в постоянном подвозе топлива ж/д или морским транспортом.

- Компактные размеры в сравнении с другими типами электростанций позволяют возводить непосредственно у потребителя (завода или внутри города), что сокращает затраты на ЛЭП и транспортировку эл. энергии.
- Более экологически чистые в сравнении с паротурбинными установками.
- Большой коэффициент полезного использования топлива за счет повторного использования отработавших газов.

Недостатками ПГУ являются:

- Необходимость осуществлять фильтрацию воздуха, используемого для сжигания топлива.
- Сезонные ограничения мощности. Максимальная производительность в зимнее время.

Парогазовые установки (ПГУ) - относительно новый тип электростанций, пока используемый в западных странах чаще, особенно на электростанциях, использующих в качестве топлива природный газ.

Однако по ряду причин российское энергомашиностроение, занимавшее в 1970-х годах передовые позиции в области энергетического газотурбостроения, в настоящее время не готово к коммерческим поставкам современных мощных конкурентоспособных отечественных энергетических ГТУ и ПГУ высокого технического уровня. Ввод газотурбинных и парогазовых технологий происходит крайне медленно, что не может не повлиять на прогрессирующий дефицит в электроэнергетике России. Главная причина — инвестиционные трудности, связанные с необходимостью достаточно крупных финансовых вложений в минимально возможные сроки.

Еще одним общим недостатком ГТУ и ПГУ является их низкая устойчивость в переходных процессах. Проблема возникает при параллельной работе станции с крупными энергогенерирующими объектами.

Совокупность этих факторов влияет не только на участников генерации электроэнергии, а также на процессы передачи, распределения и потребления электроэнергии, соответственно на сетевые и энергоснабжающие предприятия.

Процесс ввода в эксплуатацию таких ТЭС должен быть согласован со всеми участниками энергетического процесса.

Низкая устойчивость характерна для многовальных энергоблоков, так как постоянные механические моменты инерции газовых турбин значительно меньше, чем у паровых турбин, что объясняется использованием энергоносителя для раскручивания турбины.

Если у паровых турбин система управления воздействует непосредственно на подачу рабочего пара в турбину, то у газовых турбин регулирование осуществляется изменением подачи топлива или воздуха в камеру сгорания при неизменной производительности компрессора. В результате регулирование скорости вращения газовой турбины осуществляется медленнее, чем у паровой, отсутствует и возможность импульсной разгрузки газовой турбины при аварийных сбросах электрической мощности. Поэтому штатные средства управления ГТУ могут не обеспечивать быстроедействие, требуемого для благоприятного протекания переходных процессов в генераторах и энергосистеме в целом [14].

Асинхронный режим работы станции и системы может привести к возникновению ЭЦС, массовому отключению потребителей и даже к системной (каскадной) аварии.

Способами решения проблемы сохранения устойчивости являются:

1) Применение противоаварийной автоматики

Система ПА в пределах своего энергоузла, энергорайона, энергообъединения обеспечивает решение всей совокупности задач противоаварийного управления и включает в себя ряд подсистем, обеспечивающих:

- предотвращение нарушения устойчивости параллельной работы (подсистема АПНУ),
- ликвидацию асинхронного режима (подсистема АЛАР),
- ограничение снижения частоты (подсистема АОСЧ),
- ограничение повышения частоты (подсистема АОПЧ),

- ограничение снижения напряжения (подсистема АОСН),
- разгрузку (предотвращение недопустимой перегрузки) оборудования (подсистема АРО).

Подсистемы ПА, функционируя совместно, взаимно дополняют и резервируют друг друга, и образуют, таким образом, эшелонированную систему противоаварийной автоматики, обеспечивающую требуемый уровень живучести энергосистемы [15].

2) Применение асинхронизированных турбогенераторов.

Асинхронизированные турбогенераторы обладают повышенными пределами устойчивости, способностью работать в неуправляемом и управляемом асинхронных режимах без нарушения синхронизма и возможностью глубокого потребления реактивной мощности [14].

Таким образом, решение использования в качестве основного источника питания газовой ТЭС для повышения надежности и эффективности электроснабжения ГПЗ и ГХК позволит:

- Снизить потери электроэнергии при транспортировке из-за максимального приближения электростанции к потребителям.
- Уменьшить себестоимость производимой электроэнергии за счет снижения затрат на транспортировку топлива, поскольку магистральный газопровод находится в непосредственной близости.
- Уменьшить число, протяжённость и необходимую пропускную способность магистральных линий электропередачи.
- Смягчить последствия аварий на центральных электростанциях и главных линиях электропередач за счет наличия собственного источника энергии.

Для решения проблем устойчивости в ходе проектирования будет предусмотрена установка устройств противоаварийной автоматики.

2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ГАЗОВОЙ ТЭС

В данный разделе произведен выбор числа и мощности генераторных установок, силовых трансформаторов, главной схемы газовой тепловой электростанции и основного электрооборудования.

2.1 Выбор числа и мощности генераторных установок

Исходя из данных об объеме максимальной нагрузки вновь вводимых объектов ГПЗ и ГХК, приведенных в СиПР [1], для электроснабжения Амурского ГПЗ и ГХК выбираем две газотурбинные установки типа 6F.03 компании «General Electric» и две газотурбинные установки типа GT13E2 компании «Alstom».

Газотурбинная установка 6F.03 (6FA) основана на передовых технологиях, использованных при создании ГТУ 7FA. Турбина имеет одновальную конфигурацию, сборный ротор, редукторное соединение с генератором со стороны компрессора или с так называемого «холодного конца». Такое расположение генератора позволяет выполнить осевой выхлоп и оптимизировать компоновку блока для использования в комбинированном цикле.

Секция турбины имеет три ступени с воздушным охлаждением сопловых лопаток всех трех ступеней и рабочих лопаток первых двух ступеней. Лопатки первой ступени имеют передовую систему охлаждения, способную выдерживать высокие температуры горения, основанную на турбулизованном прохождении воздуха по внутреннему извилистому каналу лопатки с дальнейшим его вытеканием через отверстия на поверхности пера лопатки, переднюю и заднюю кромки. Лопатки имеют удлиненные хвостовики для того чтобы изолировать полотно рабочего колеса от потока горячих газов, а на 2-ой и 3-ей ступенях выполнен интегральный бандаж для устранения усталостных напряжений и для улучшения эффективности. Первая ступень имеет бандаж, состоящий из двух частей, что позволяет уменьшить концевые зазоры.

Конструкция одновального ротора с двумя подшипниками обеспечивает высокий крутящий момент, имеет внутреннее воздушное охлаждение всей секции турбины. Вал вращается против часовой стрелки, если смотреть со стороны выходного фланца турбины, а редуктор меняет вращение, являясь приводом ротора генератора. Для удобства замены на месте ротор турбины может быть изъят из корпуса как единый узел, рабочие лопатки могут заменяться комплектами или по отдельности без необходимости балансировки ротора на месте.

Таблица 00 – Характеристики газотурбинной установки 6F.03

Параметр	Значение
Электрическая мощность на клеммах генератора	79 МВт
КПД на клеммах генератора	36 %
Коэффициент мощности генератора	0.8
Выходное напряжение на клеммах генератора	15.75 кВ
Частота генератора	50 Гц
Удельный расход тепла	9991 кДж/кВтч
Температура газов на выходе из газовой турбины	613 °С
Расход газов на выходе из газовой турбины	213.1 кг/с
Содержание NOx в выбросах	15 ppm
Содержание CO в выбросах	9 ppm
Виды сжигаемого топлива	Природный газ, попутный нефтяной газ, сингаз, дизельное топливо

GT13E2 — первая газовая турбина с гибким переключением эксплуатационных режимов. Возможность переключения между двумя режимами работы, один из которых позволяет оптимизировать эксплуатационные характеристики, а второй — значительно увеличить стандартные интервалы

технического обслуживания, обеспечивает баланс между потреблением и стоимостью электроэнергии. Кроме того, турбины GT13E2 обладают повышенной гибкостью в плане используемого топлива, что позволяет применять в них практически любые типы природного газа, а также переключаться на дистиллятное топливо без снижения объемов выработки электроэнергии.

Турбины Alstom GT13E2 уже используются на рынке СНГ. Первая турбина была пущена в эксплуатацию в 2009 году на блоке Минской ТЭЦ-3 в Белоруссии. С 2010 года еще две турбины начали работу на Разданской и Ереванской ТЭЦ в Армении. В декабре 2014 года Alstom ввел в эксплуатацию два новых блока ПГУ на основе газовых турбин GT13E2 на Новогорьковской ТЭЦ. В стадии реализации находятся поставки еще 6 турбин GT13E2 для генерирующих объектов в России.

Таблица 00 – Характеристики газотурбинной установки GT13E2

Параметр	Значение
Электрическая мощность на клеммах генератора	182.2 МВт
КПД на клеммах генератора	38 %
Коэффициент мощности генератора	0.85
Выходное напряжение на клеммах генератора	15.75 кВ
Частота генератора	50 Гц
Удельный расход тепла	9623 кДж/кВтч
Температура газов на выходе из газовой турбины	525 °С
Расход газов на выходе из газовой турбины	565 кг/с
Содержание NOx в выбросах	≤ 25 ppm
Содержание CO в выбросах	38 ppm
Виды сжигаемого топлива	Природный газ

2.2 Выбор числа и мощности трансформаторов

На каждый выбранный генератор необходимо произвести выбор повышающих трансформаторов. Для того чтобы определить мощность трансформатора необходимо из мощности генератора вычесть мощность, потребляемую на станции собственными нуждами. На ТЭС собственные нужды: ТСН (трансформатор собственных нужд) на каждом агрегате и РТСН (резервный трансформатор собственных нужд). Доля собственных нужд от каждого агрегата для ГТУ мощностью до 200 МВт составляет 0,6 – 1,7 % [1]. Большие значения соответствуют меньшим единичным мощностям агрегатов.

$$S_{ag} = \frac{P_z}{\cos \varphi}, \quad (00)$$

$$S_{ag1} = \frac{182,2}{0,85} = 214,35 \text{ МВА.}$$

$$S_{ag2} = \frac{79}{0,8} = 98,75 \text{ МВА.}$$

$$S_{сн1} = S_{ag1} \cdot 0,008, \quad (00)$$

$$S_{сн1} = 214,35 \cdot 0,008 = 1,715 \text{ МВА.}$$

$$S_{сн2} = S_{ag2} \cdot 0,014, \quad (00)$$

$$S_{сн2} = 98,75 \cdot 0,014 = 1,383 \text{ МВА.}$$

Мощность трансформатора:

$$S_{mp} = S_{ag} - S_{сн}, \quad (00)$$

$$S_{mp1} = 214,353 - 1,715 = 212,638 \text{ МВА.}$$

$$S_{mp2} = 98,75 - 1,383 = 97,367 \text{ МВА.}$$

Выбираем двухобмоточные трансформаторы:

ТДЦ-125000/220 в количестве 2 шт.

ТДЦ-250000/220 в количестве 2 шт.

По проведенным расчетам для нахождения мощности, потребляемой собственными нуждами станции, выбираем трансформаторы собственных нужд:

для ТСН: ТДНС-10000/20 ($U_{ВН} - 20 \text{ кВ}$, $U_{НН} - 6,3 \text{ кВ}$);

2.3 Выбор главной схемы

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части станции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними.

При выборе главной схемы электрических соединений станции следует учитывать следующие факторы: тип проектируемой станции; число и мощность установленных силовых трансформаторов; уровни напряжения; количество питающих линий и отходящих присоединений; экономичность принимаемых вариантов; гибкость и удобство в эксплуатации; безопасность в обслуживании и др.

Исходя из результатов структурного анализа рассматриваемый участок электрической сети включает в себя подстанции и линии электропередачи номинального напряжения 220 и 500 кВ. Таким образом, выдачу мощности проектируемой станции можно предусмотреть на один из перечисленных классов номинального напряжения. Произведем сравнительный анализ на основании укрупненных стоимостных показателей (УСП) ряда основных элементов РУ. Укрупненные стоимостные показатели приведены в ценах 2000 г [16].

Таблица 00 – Сравнение УСП для РУ 220 кВ и РУ 500 кВ

Элемент РУ	Стоимость для РУ 220 кВ, тыс. руб.	Стоимость для РУ 500 кВ, тыс. руб.
Ячейка выключателя	12500	25000

Ячейка трансформатора	33200	38000
Постоянная часть затрат	76000	170000

Как видно из результатов сравнения, строительство РУ 500 кВ значительно дороже, чем РУ 220 кВ. Помимо этого, сети 500 кВ в рассматриваемом районе являются системообразующими, то есть осуществляют функции формирования объединенных энергосистем, объединяя мощные электростанции и обеспечивая их функционирование как единого объекта управления, и одновременно обеспечивают передачу электроэнергии от мощных электростанций. Таким образом, сделан вывод о целесообразности выбора класса номинального напряжения 220 кВ для РУ ВН проектируемой станции.

На проектируемой станции предусматривается установка 4 блоков генератор-трансформатор. Энергия подается на один вид напряжения: 220 кВ. Число отходящих линий электропередачи – 4.

Исходя из приведенных выше данных подходящими схемами для распределительного устройства на напряжение 220 кВ являются:

1) №220-13Н «две рабочие и обходная система шин». Такая схема применяется на РУ напряжением 110-220 кВ при 5 и более присоединениях, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений. Существенные недостатки такой схемы:

- повреждение шиносоединительного выключателя равноценно КЗ на обеих системах шин, т.е. приводит к отключению всех присоединений;
- большое количество операций разъединителями при выводе в ревизию и ремонт выключателей значительно усложняет эксплуатацию РУ.

2) №220-17 «полуторная». Применяется на РУ 220-750 кВ при 6 и более присоединениях, при повышенных требованиях к обеспечению надежного подключения присоединений. В нормальном режиме все выключатели включены, обе системы шин находятся под напряжением. Для ревизии любого выключателя отключают его и разъединители, установленные по обе стороны от выключателя. Количество операций для вывода в ревизию и ремонт –

минимально, разъединители служат только для отделения выключателя при выводе в ремонтное положение, оперативные переключения ими не производят. Достоинством схемы является то, что при ревизии любого выключателя все присоединения остаются в работе. Другим достоинством является ее высокая надежность, так как все цепи остаются в работе даже при повреждении на сборных шинах. При одинаковом количестве источников питания и отходящих ЛЭП работа сохраняется даже при отключении обеих систем шин.

Учитывая необходимую степень надежности подключаемых присоединений, выбираем на стороне 220 кВ схему №220-17 «Полуторная». Выбранная схему станции упрощённо представлена на рисунке 00.

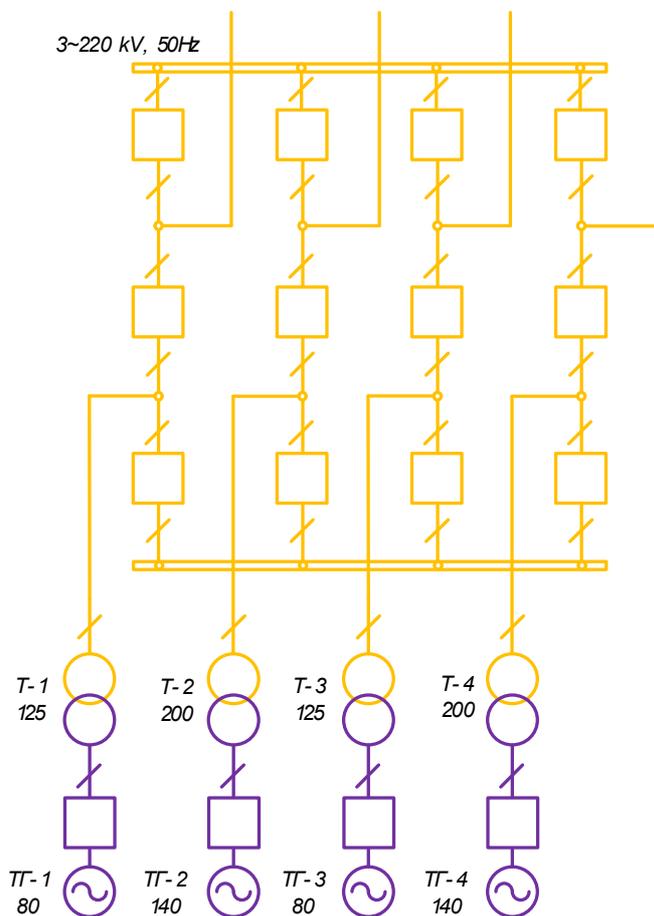


Рисунок 00 – Схема РУ 220 кВ ТЭС «Сила Сибири»

После выбора числа и мощности генераторов и трансформаторов необходимо выбрать высоковольтное оборудование электрической станции. Для выбора и проверки оборудования произведен расчет токов короткого замыкания.

2.4 Расчет токов короткого замыкания

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки и генераторы – сопротивлениями и ЭДС [39]. На рисунке 00 представлена схема замещения, на которой обозначены точки КЗ. Эквивалентируя ее, определим токи короткого замыкания в каждой точке.

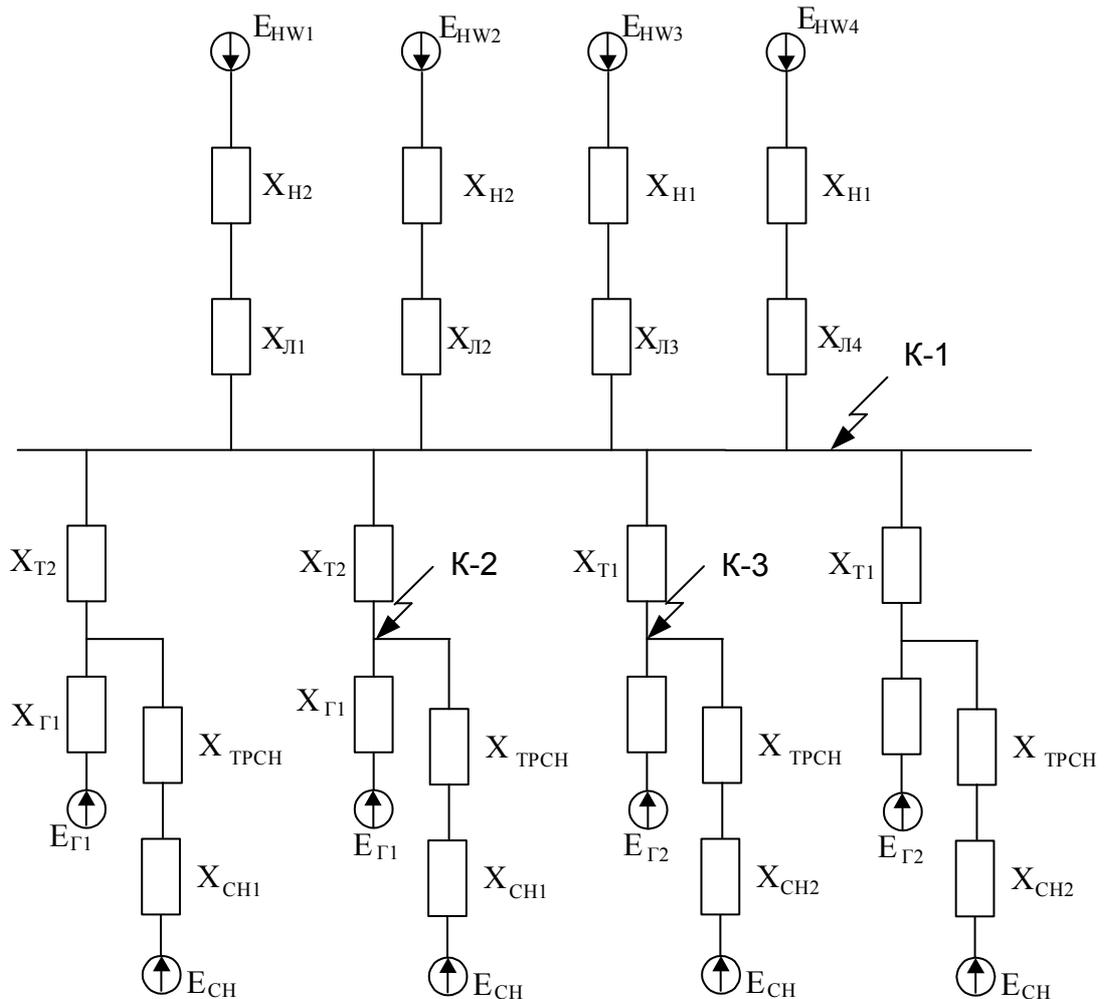


Рисунок 00 – Схема замещения

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия:

$$MVA, S_{\text{баз}} = 100 \text{ кВ}, U_{\text{баз1}} = 230 \text{ кВ}; U_{\text{баз2}} = 15,75 \text{ кВ}.$$

Рассчитаем значение базисного тока по формуле:

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}}, \tag{00}$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА},$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 3,666 \text{ кА}.$$

Определим параметры элементов сети.

Генератор GT13E2: МВА; ;. $S_{21} = 214,353$ $x_d'' = 0,202$ $\cos \varphi = 0,85$

Генератор 6F.03: МВА; ;. $S_{22} = 98,75$ $x_d'' = 0,19$ $\cos \varphi = 0,8$

$$E_z = \sqrt{(x_d'' \cdot \cos \varphi)^2 + (1 + x_d'' \cdot \sin \varphi)^2}, \quad (00)$$

$$E_{z1} = \sqrt{(0,202 \cdot 0,85)^2 + (1 + 0,202 \cdot 0,53)^2} = 1,12$$

$$E_{z2} = \sqrt{(0,19 \cdot 0,8)^2 + (1 + 0,19 \cdot 0,6)^2} = 1,124$$

$$x_z = x_d'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_z}, \quad (00)$$

$$x_{z1} = 0,202 \cdot \frac{100}{214,353} = 0,094$$

$$x_{z2} = 0,19 \cdot \frac{100}{98,75} = 0,192$$

Нагрузки: ; МВА; МВА. $x_h^* = 0,35$ $S_{h1} = 360$ $S_{h2} = 203$

$$E_h = 0,85$$

$$x_h = x_h^* \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_h}, \quad (00)$$

$$x_{н1} = 0,35 \cdot \frac{100}{360} = 0,097$$

$$x_{н2} = 0,35 \cdot \frac{100}{203} = 0,172$$

Собственные нужды: ; МВА; $x_{сн}^* = 0,35$ $S_{сн1} = 1,715$ МВА. $S_{сн2} = 1,383$

$$E_{сн} = 0,85$$

$$x_{сн} = x_{сн}^* \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{сн}}, \quad (00)$$

$$x_{сн1} = 0,35 \cdot \frac{100}{1,715} = 20,41$$

$$x_{сн2} = 0,35 \cdot \frac{100}{1,383} = 25,316$$

Трансформаторы: МВА; МВА; %. $S_{m1} = 125$ $S_{m2} = 250$ $U_k = 11$

$$x_m = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_m}, \quad (00)$$

$$x_{m1} = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,088$$

$$x_{m2} = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{250} = 0,044$$

Воздушные линии:

$$x_{y\delta} = 0,2982 \text{ Ом/км; кВ; км; км. } U_{cp} = 230 \text{ } l_1 = 12,8 \text{ } l_2 = 2,6$$

Длины линий приняты согласно проектной документации.

$$x_l = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2}, \quad (00)$$

$$x_{l_{-1}} = 0,2982 \cdot 12,8 \cdot \frac{100}{230^2} = 7,886 \cdot 10^{-3}$$

$$x_{l_{-2}} = 0,2982 \cdot 2,6 \cdot \frac{100}{230^2} = 1,602 \cdot 10^{-3}$$

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

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{X_{\text{ЭКВ}}}, \quad (00)$$

где $E_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентная ЭДС;

$X_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентное сопротивление.

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

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (00)$$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}}, \quad (00)$$

где K_y – ударный коэффициент;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

В качестве примера рассмотрим расчет трехфазного короткого замыкания на шинах высокого напряжения проектируемой станции.

Сворачиваем исходную схему замещения относительно точки короткого замыкания К-1.

$$X_1 = X_{\text{H2}} + \frac{X_{\text{Л1}} \cdot X_{\text{Л2}}}{X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}}}, \quad (00)$$

$$X_2 = X_{H1} + \frac{X_{J3} \cdot X_{J4}}{X_{J3} + X_{J4}}, \quad (00)$$

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}, \quad (00)$$

$$X_4 = X_{CH1} + X_{T3}, \quad (00)$$

$$X_5 = X_4 + X_{T2} + \frac{X_4 \cdot X_{T2}}{X_{\Gamma1}}, \quad (00)$$

$$X_6 = X_{\Gamma1} + X_{T2} + \frac{X_{\Gamma1} \cdot X_{T2}}{X_4}, \quad (00)$$

$$X_7 = X_5, \quad (00)$$

$$X_8 = X_6, \quad (00)$$

$$X_9 = \frac{X_5 \cdot X_7}{X_5 + X_7}, \quad (00)$$

$$X_{10} = \frac{X_6 \cdot X_8}{X_6 + X_8}, \quad (00)$$

$$X_{11} = X_{CH2} + X_{T3}, \quad (00)$$

$$X_{12} = X_{11} + X_{T1} + \frac{X_{11} \cdot X_{T1}}{X_{\Gamma2}}, \quad (00)$$

$$X_{13} = X_{\Gamma2} + X_{T1} + \frac{X_{\Gamma2} \cdot X_{T1}}{X_{11}}, \quad (00)$$

$$X_{14} = X_{12}, \quad (00)$$

$$X_{15} = X_{13}, \quad (00)$$

$$X_{16} = \frac{X_{12} \cdot X_{14}}{X_{12} + X_{14}}, \quad (00)$$

$$X_{17} = \frac{X_{13} \cdot X_{15}}{X_{13} + X_{15}}, \quad (00)$$

$$X_{18} = \frac{X_9 \cdot X_{16}}{X_9 + X_{16}}, \quad (00)$$

$$X_{\text{ЭК.Г}} = \frac{X_{10} \cdot X_{17}}{X_{10} + X_{17}}, \quad (00)$$

$$X_{\text{ЭК.Н}} = \frac{X_3 \cdot X_{18}}{X_3 + X_{18}}, \quad (00)$$

$$E_{\text{ЭК.Г}} = \frac{E_{Г.1} \cdot X_{17} + E_{Г.2} \cdot X_{10}}{X_{10} + X_{17}}, \quad (00)$$

$$E_{\text{ЭК.Н}} = 0,85.$$

Расчёт периодической составляющей тока в начальный момент времени производится по формуле:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E}{X} \cdot I_B, \quad (00)$$

где E – ЭДС соответствующей ветви в о.е.;
 X – эквивалентное сопротивление ветви.

$$I_{\text{ПО1}} = \frac{E_{\text{ЭК.Г}}}{X_{\text{ЭК.Г}}} \cdot I_{B1}, \quad (00)$$

$$I_{\text{ПО1}} = \frac{1,121}{0,046} \cdot 0,251 = 6,069 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО2}} = \frac{E_{\text{ЭК.Н}}}{X_{\text{ЭК.Н}}} \cdot I_{B1}, \quad (00)$$

$$I_{\text{ПО2}} = \frac{0,85}{0,063} \cdot 0,251 = 3,411 \quad \text{кА}$$

Суммарная периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ:

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = \sum_{i=1}^m I_{\text{ПО}i} = I_{\text{ПО}1} + I_{\text{ПО}2} \quad (00)$$

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = 6,069 + 3,411 = 9,48 \text{ кА}$$

Расчёт ударного тока КЗ:

$$i_{\text{y}\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot k_{\text{y}\delta}, \quad (00)$$

где $k_{\text{y}\delta}$ - ударный коэффициент (принят согласно [18]).

НАХОДИМ УДАРНЫЙ ТОК В МЕСТЕ КЗ:

$$i_{\text{y}\delta\Sigma} = \sqrt{2} \cdot 9,48 \cdot 1,78 = 23,865$$

Короткое замыкание в точках К-2 и К-3 рассчитывается аналогично. Все подробные расчеты приведены в приложении А, параметры расчетов КЗ сведены в таблицу 00.

Таблица 00 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{\text{по}}=I_{\text{пт}}$, кА	K_{y}	i_{y} , кА
К-1	9,48	1,78	23,865
К-2	90,29	1,608	205,324
К-3	52,548	1,608	119,5

На основании полученных результатов произведем выбор основного электрооборудования проектируемой электрической станции.

2.5 Выбор электрических аппаратов

2.5.1 Выбор выключателей

Современный рынок имеет большой выбор выключателей по различным параметрам, в том числе по типу изолирующего материала. К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);

- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления (110 кВ и выше);
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Произведем выбор выключателей для ОРУ 220 кВ по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

- по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном},$$

ГДЕ I_{max} – максимальный ток трансформаторов, проходящий через один выключатель РУ 220 кВ.

$$I_{max} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (00)$$

$$I_{max1} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,656 \text{ кА.}$$

$$I_{max2} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,328 \text{ кА.}$$

Для унификации, при выборе высоковольтного оборудования в качестве расчетного значения I_{max} примем наибольшее, равное 656 А.

- по отключающей способности:

$$I_{п0} \leq I_{откл. ном.}$$

На шинах РУ ВН 220 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ВЭБ - 220 - 50/2500 У1 фирмы «УралЭлектроТяжМаш» с пружинным приводом. При этом производим следующие расчеты.

Тепловой импульс для проверки выключателей 220 и 110 кВ на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени на срабатывание релейной защиты. Таким образом, время отключения выключателя равно:

$$t_{отк} = t_{РЗ} + t_{ОВ} , \quad (00)$$

ГДЕ $t_{РЗ}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{ОВ}$ – время отключения выключателя, с.

$$t_{отк} = 2 + 0,03 = 2,03 \text{ с.}$$

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$ВК = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + Tа), \quad (00)$$

ГДЕ T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока

короткого замыкания; $T_a=0,03 \text{ с}$ [13].

$$ВК = 9,48^2 \cdot (2,03 + 0,03) = 185,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100}, \quad (00)$$

где n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $n = 47$. $\beta\beta$

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33,24 \text{ кА},$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{а\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{Tа}}, \quad (00)$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 9,48 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 9,607 \text{ кА.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, \quad (00)$$

$$B_k \leq B_{к.в} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете. Результаты сравнения сведем в таблицу 00.

Таблица 00 - Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{pmax} = 656 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 12,865 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$B_k = 7500 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_k = 185,15 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 9,48 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 9,48 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 33,23 \text{ кА}$	$I_{at} = 9,607 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Аналогичным образом, выберем генераторные выключатели.

$$I_{max1} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9164 \text{ А.}$$

$$I_{max2} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 4582 \text{ А.}$$

В качестве расчетного тока примем наибольшее значение.

Выбираем элегазовый генераторный выключатель типа HECS-130R фирмы «ABB» с пружинно-гидравлическим приводом. При этом производим следующие расчеты.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 90,29^2 \cdot (0,12 + 0,03) = 1223 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50 \cdot 130}{100} = 92,924 \text{ кА},$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 90,29 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 91,493 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = 130^2 \cdot 3 = 50700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты сравнения сведем в таблицу 00.

Таблица 00 - Сравнение каталожных и расчетных данных для генераторных выключателей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 15,75 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 12500 \text{ А}$	$I_{pmax} = 9164 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 360 \text{ кА}$	$I_{уд} = 205,324 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 50700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1223 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 130 \text{ кА}$	$I_{но} = 90,29 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 130 \text{ кА}$	$I_{но} = 90,29 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 92,924 \text{ кА}$	$I_{at} = 91,493 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Как видно из результатов сравнения, все выбранные выключатели проходят по условиям проверки и могут быть приняты к установке.

2.5.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой. Для управления разъединителями из диспетчерского пункта установим на них приводы, позволяющие управлять как главными, так и заземляющими ножами.

На стороне ВН выбираем разъединители марки РПД.1-220/1600 УХЛ1 с одним и РПД.2-220/1600 УХЛ1 с двумя заземляющими ножами фирмы «Урал-ЭлектроТяжМаш».

Таблица 00 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1600 \text{ А}$	$I_{p.max} = 656 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 23,865 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 185,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

На генераторное напряжение выбираем разъединители марки РВРЗ 2-20/10000 У3 с двумя заземляющими ножами.

Таблица 00 - Сравнение каталожных и расчетных данных для генераторных разъединителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 15,75 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 10000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 9164 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 315 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 205,324 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$B_k = 46875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 1223 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

Как видно из результатов сравнения расчетных и каталожных данных, все разъединители соответствуют условиям проверки и могут быть приняты к установке.

2.5.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [1].

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

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5 [6].

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам.

По напряжению установки [1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (00)$$

По току [1]:

$$I_{ном} \leq I_{1ном} \quad (00)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

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

По электродинамической стойкости [1]:

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (00)$$

По термической стойкости [1]:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} , \quad (00)$$

По максимальной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (00)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому .

$$Z_{2доп} \approx r_{2доп}$$

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} , \quad (00)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов [1].

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} , \quad (00)$$

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

$I_{2ном}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, определим число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь.

Таблица 00 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. В качестве примера на стороне ВН проверим встроенные в выключатели трансформаторы тока – ТВГ-220-0,5/1000 УХЛ1, на которые ток поступает со стороны генераторов GT13E2.

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом} .$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом}.$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения [6]:

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} . \quad (00)$$

Для 220 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 150 м, . Тогда сечение: $\gamma = 54 \text{ м} / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2$

$$S_{\text{min}} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2 .$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением $2,5 \text{ мм}^2$ с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических

распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660 В частоты до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом.}$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом.}$$

Таблица 00 – Каталожные и расчетные данные ТВГ-220-0,5/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_p = 656 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_n = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 23,865 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 185,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_k$

Аналогичным образом выполняется выбор и проверка трансформаторов тока для стороны генераторного напряжения. В качестве примера рассмотрена проверка ТТ в цепях генераторов ГТ13Е2.

Таблица 00 – Каталожные и расчетные данные ТШЛ-20-1-Э-0,5/10000/5 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_n$
$I_n = 10000 \text{ А}$	$I_{p,\text{max}} = 9164 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_n = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,915 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{\text{дин}} = 250 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 205,324 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1223 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_k$

Из расчетных данных видно, что выбранные трансформаторы тока удовлетворяет всем условиям.

Остальные трансформаторы тока выбирались аналогично, их марки и характеристики представлены на листе графической части №2.

2.5.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения являются измерительными преобразователями и предназначены для работы в электрических системах переменного тока частоты 50 Гц.

Для установки на подстанции принимаем емкостные трансформаторы напряжения. Основная задача емкостных трансформаторов напряжения - коммерческий учет электроэнергии, а также передача сигнала измерительной информации приборам, устройствам защиты и управления, обеспечения высокочастотной связи (30кГц-500кГц), в электрических системах переменного тока частотой 50-60 Гц с номинальным напряжением 110 – 750 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_2 \leq S_{2ном}, (00)$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. Все измерительные приборы, подключаемые к ТН, являются цифровыми.

Таблица 00 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 220 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, ВА ·
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Частотомер	RDH1A	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Частотомер регистрирующий	Н-397	5
Итого:		22,75

На стороне ВН выбираем индуктивный антирезонансный элегазовый трансформатор напряжения типа ЗНГ–220-УХЛ1 компании «УралЭлектроТяжМаш».

Таблица 00 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 22,75 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

Таблица 00 – Вторичная нагрузка ТН на генераторном напряжении

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В · А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ЦЛ9260Е411011	3
Ваттметр	ЦП8506/20	3
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Счётчик активной энергии	СЕ101	20
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	10
Итого:		49,75

На генераторное напряжение выбираем трансформатор напряжения типа ЗНИОЛ–20-У2 компании «НЭМЗ».

Таблица 00 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 15,75 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 125 \text{ ВА}$	$S_p = 66,75 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

2.5.5 Выбор шинных конструкций

Основное электрическое оборудование ПС и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую устойчивость к токам КЗ. Сечение шин выбирается по длительному току нагрузки $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}$ [4]. К расчету принимается большее сечение.

В закрытых РУ 0,4 и 6 –10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

При токах больше 3000 А рекомендуется применять шины коробчатого сечения, т.к. они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения. Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6,3 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

Ошиновка в цепи генераторов G1, G2 (6F.03).

Выбор шин по допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах}} = 4,582 \text{ кА.}$$

Принимаем пофазно-экранированный токопровод типа ТЭНЕ-20-5000-250. Технические характеристики и сравнение по динамической и термической

стойкости приведем в таблице 00.

Таблица 00 - Технические характеристики ТЭНЕ-20-5000-250

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{сети} \leq U_H$
$I_H = 5000 \text{ А}$	$I_{р.маx} = 4582 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 250 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 205,324 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1223 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_k$

Проверка механической прочности изоляторов не производится, т.к. они уже входят в состав токопровода. Утверждаем выбранный токопровод.

Ошиновка в цепи генераторов G3, G4 (GT13E2).

Выбор шин по допустимому току:

$$I_{\text{раб.маx}} = 9,164 \text{ кА.}$$

Поправочный коэффициент на температуру равен 1 [4].

Принимаем пофазно-экранированный токопровод типа ТЭНЕ-20-10000-300. Технические характеристики и сравнение по динамической и термической стойкости приведем в таблице 00.

Таблица 00 - Технические характеристики ТЭНЕ-20-10000-300

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{сети} \leq U_H$
$I_H = 10000 \text{ А}$	$I_{р.маx} = 9164 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 300 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 205,324 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1223 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_k$

Проверка механической прочности изоляторов не производится, т.к. они уже входят в состав токопровода. Утверждаем выбранный токопровод.

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

-по длительно допустимому

$$I_{доп} \geq I_{раб.утяж}, \quad (00)$$

ГДЕ $I_{раб.утяж}$ - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки;

$I_{доп}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения.

$$I_{раб.утяж} = 1,4 \cdot I_{max}, \quad (00)$$

-по термической стойкости

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (00)$$

ГДЕ q_{min} – минимальное сечение провода,

C – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = const, \quad (00)$$

Можно принять:

-для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$ [7];

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 330 кВ – 6 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}, \quad (00)$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

-голые медные шины - $Q_{к.доп} = 300$ °С;

- голые алюминиевые шины - $Q_{к.доп} = 200$ °С;

-голые стальные шины - $Q_{к.доп} = 400$ °С;

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода начало отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины, выполненные проводом марки АС - 600/72, допустимый ток которых $I_{доп} = 1050$ А, радиус провода $r_0 = 1,66$ см. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D = 800$ см.

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 1050 \text{ А}$$

$$I_{раб.утяж} = 1,4 \cdot 656 = 918,4 \text{ А}$$

$$1050 \geq 918,4$$

Проверка по условию короны (необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше):

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (00)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование (кВ/см);

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (00)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (00)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D \quad (00)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}} \right) = 30,612 \text{ кВ/см.}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 800 = 1008 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,66 \cdot \lg \frac{1008}{1,66}} = 16,856 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0,$$

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 16,856 = 18,036 \text{ кВ/см},$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 30,612 = 27,551 \text{ кВ/см},$$

$$18,036 \leq 27,551$$

Выбранный провод проходит по условию проверки на нагрев и по условию короны.

2.5.6 Выбор ОПН

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) - защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно-параллельно соединенные варисторы и не имеет искровых промежутков. Варистор - часть ограничителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при перенапряжениях - малым сопротивлением, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике.

Варисторы изготавливаются из керамических резисторов (с крутой нелинейной характеристикой), содержащих окись цинка и другие окислы металлов и спеченные вместе [7].

Основная классификация ОПН производится по номинальному разрядному току и по группе разрядного тока, характеризующей энергопоглощающую способность ОПН при воздействии импульса большой длительности – прямоугольный импульс длительностью 2 мкс.

Находим расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$. Максимально допустимое напряжение на ОПН принимается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного напряжения согласно ГОСТ 1516.3-96.

$$U_{н.р.15,75} = 17,5 \text{ кВ},$$

$$U_{н.р.220} = 252 \text{ кВ}.$$

Далее по графику находим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса. При он имеет значение, равное 1,48 [7]. $\tau = 0,5$ с,

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (00)$$

$$U_{p.n.p.35} = \frac{17,5}{1,48} = 11,82 \text{ кВ.}$$

$$U_{p.n.p.220} = \frac{252}{1,48} = 170,27 \text{ кВ.}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-220/176/10/850 (II)-УХЛ1, ОПН-110/88/10/850 (II)-УХЛ1, ОПН-35/37/10/550 (II)-УХЛ1 фирмы «Феникс 88». В комплект поставки входят: ограничитель перенапряжений, руководство по эксплуатации, паспорт. Гарантийный срок эксплуатации - 5 лет со дня ввода ограничителя в эксплуатацию, но не более 7 лет со дня отгрузки потребителю. Общий срок службы ограничителя с вероятностью 0,98 - не менее 30 лет. Основные характеристики ОПН приведены в таблице 00.

Таблица 00 – Характеристики выбранных ОПН

Тип ОПН	$U_{нр}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$U_{ост к}$, при коммут.имп.тока 500(1000) А, кВ	$U_{ост г}$, при.имп.тока 5(10) кА, кВ	$I_{вв}$, кА	Э, кДж Полная энергоёмкость
ОПН- 220/176/10/ 850 (II)	176	10	446 (463)	526 (564)	40	550
ОПН- 110/88/10/ 850 (IV)	88	10	223 (232)	262 (282)	40	275

ОПН- 15/15,2/10/ 650 (II)	15,2	10	36,7 (38)	45,4 (49,5)	100	52,5
---------------------------------	------	----	-----------	----------------	-----	------

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутренних повреждениях необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя $I_{ВБ}$ на 15-20 % превышал наибольший ток короткого замыкания в точке подключения ограничителя [8].

$$I_{ВБ} \geq (1.15 - 1.20) \cdot I_{КЗ} \quad (00)$$

$$40 \geq 11,37 \text{ кА}$$

$$100 \geq 98,9 \text{ кА}$$

ОПН обеспечивает защиту от коммутационных перенапряжений, если остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока $U_{ост к}$ меньше испытательного напряжения коммутационного импульса для защищаемого электрооборудования $U_{ки}$ с запасом 15-20 % [8]:

$$U_{ост к} \leq \frac{U_{КИ}}{(1.15 - 1.20)} \quad (00)$$

Для электрооборудования 6-220 кВ нормируются одноминутные испытательные напряжения частоты 50 Гц ($U_{исп50}$). Для 15 кВ $U_{исп50} = 45$ кВ, для 220 кВ $U_{исп50} = 325$ кВ.

Переход от испытательного напряжения $U_{исп50}$ к выдерживаемому изоляцией электрооборудования уровню коммутационных перенапряжений осуществляется по формуле [8]:

$$U_{КИ} = K_{И} \cdot K_{К} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} \quad (74)$$

где $K_{И}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_{И}=1.35$;

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

$$U_{КИ.15} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 45 = 77,322 \text{ кВ},$$

$$36,7 \leq \frac{77,322}{1,20} \text{ кВ},$$

$$36,7 < 64,435 \text{ кВ}.$$

$$U_{КИ.220} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 325 = 558,438 \text{ кВ},$$

$$446 \leq \frac{558,438}{1,20} \text{ кВ},$$

$$446 < 465,365 \text{ кВ}.$$

Удельная энергоёмкость выбранного ограничителя определяется по формуле:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} ; \quad (00)$$

$$\mathcal{E}_{15}^* = \frac{52,5}{20} = 2,625 \text{ кДж/кВ}.$$

Выбранный ОПН соответствует второму классу энергоёмкости.

$$\mathcal{E}_{220}^* = \frac{550}{220} = 2,5 \text{ кДж/кВ}.$$

Выбранный ОПН соответствует второму классу энергоёмкости.

Таким образом, выбранные ограничители перенапряжений соответствуют всем условиям выбора и проверки.

Подробную схему электрических соединений с указанием принятого к установке оборудования вынесем на лист графической части №2.

2.6 Противоаварийная автоматика

Как отмечалось ранее, недостатком ГТУ является их низкая устойчивость в переходных процессах. Одним из способов решения данной проблемы является применение устройств противоаварийной автоматики.

Устройства противоаварийной автоматики (ПА) предназначены для автоматического реагирования на возникновение в энергосистеме утяжеленного или аварийного режимов с целью возвращения системы к нормальному режиму работы. Присутствие устройств ПА в энергосистеме обусловлено необходимостью решения двух основных задач:

- обеспечения сохранности оборудования;
- повышения допустимых перетоков по линиям электрических сетей.

В системах противоаварийной автоматики подстанций и генерирующих объектов условно можно выделить два уровня противоаварийного управления: уровень устройств локальной ПА и уровень устройств централизованной ПА. Отличие оборудования этих двух уровней состоит в объеме обрабатываемой входной информации и наборе функций, выполняемых устройствами. Устройства локальной ПА обрабатывают информацию, поступающую с одного или двух присоединений, в то время как устройство централизованной ПА собирает и обрабатывает данные со множества присоединений, относящихся к одному энергорайону, включающему как генерирующие объекты, так и подстанции.

При всем многообразии различных устройства ПА, все их можно разделить на четыре основных типа:

- Противоаварийная автоматика для предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ);
- Противоаварийная автоматика для ликвидации асинхронного режима (АЛАР);
- Противоаварийная автоматика для ограничения повышения частоты (АОПЧ);
- Противоаварийная автоматика для ограничения повышения напряжения (АОПН).

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) энергосистемы — совокупность устройств противоаварийной автоматики, предназначенных для предотвращения нарушения динамической устойчивости при аварийных возмущениях и обеспечения в послеаварийных условиях нормативного запаса статической устойчивости для заданных сечений охватываемого района за счет ограничения мощности генераторов передающей части энергосистемы.

Пусковыми устройствами для АПНУ являются:

- устройства ФОЛ фиксирующие отключение ВЛ со своей стороны;
- цепи приема ФОЛ по ВЧ каналам или каналам ВОЛС, фиксирующие отключение ВЛ с противоположной стороны.

Пускодозирующим устройством для АПНУ являются устройства фиксации перегруза ВЛ по мощности, имеющие также второе название автоматики наброса мощности (АНМ).

АПНУ представляет собой первый эшелон системы противоаварийной автоматики, обеспечивающий устойчивость энергосистемы. В случае, если нарушение устойчивости все же происходит, например, при отказе устройств АПНУ, подсистема АЛАР обеспечивает прекращение асинхронного режима путём ресинхронизации или деления электрической сети.

Действие АЛАР основано на принципах выявления асинхронного режима (АР) с помощью измерения величины и скорости изменения полного сопротивления ЛЭП при возникновении и развитии АР; выявления и подсчета полуциклов и полных циклов АР.

Селективность действия АЛАР обеспечивается выявлением местоположения (направления) электрического центра качаний (ЭЦК) и определением знака скольжения в зоне, контролируемой устройством. Первая ступень АЛАР является органом быстрого выявления первого цикла АР.

В момент начала второй половины цикла (второй полуцикл) она контролирует вхождение вектора импеданса в зону чувствительности ДЗ с

любой стороны и заданную скорость изменения этого вектора в условиях электрических качаний.

В момент фиксации устройством смены знака активного сопротивления (активной мощности) производится регистрация начала второго полупериода в первом цикле АР, при этом формируется сигнал срабатывания АЛАР.

Формирование выходных воздействий АЛАР производится с определением знака скольжения АР (положительный знак означает опережение вращения вектора напряжения в месте установки АЛАР по отношению вектора напряжения на противоположном конце электропередачи; отрицательный - отставание).

Для исключения неправильных действий устройства АЛАР предусматривается блокировка его функций при КЗ в высоковольтной сети и при неисправности цепей напряжения.

При срабатывании АЛАР происходит отключение системной ВЛ с разделением энергосистемы на несинхронно работающие части. Отключение ВЛ происходит с запретом ТАПВ и отправкой команды телеотключения (ТО) на противоположный конец ВЛ. В этих случаях повторное включение линии выполняется по команде соответствующего диспетчерского управления с контролем синхронизма.

2.7 Диспетчерское управление, телемеханика и средства связи

Для обеспечения диспетчерского управления и контроля проектируемой электрической станции необходимо предусмотреть средства телемеханики. Технико-экономическая целесообразность применения телемеханики заключается в повышении эффективности диспетчерского управления, т.е. улучшении ведения режимов и производственных процессов, ускорении ликвидации нарушений и аварий, повышении экономичности и надежности работы электроустановок, снижении численности эксплуатационного персонала.

Телемеханика – это комплекс оборудования и программного обеспечения, которые обеспечивают возможность приёма и передачи информации, сигналов от различных объектов, а также позволяют управлять оборудованием данных

объектов. Телемеханика электроэнергетических объектов, по сути, являющаяся автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУ ТП), включает в себя несколько отдельных систем:

- системы автоматического управления (САУ);
- средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ);
- программное обеспечение, служащее для сбора, обработки, хранения и анализа различной информации относительно работы электрического оборудования (SCADA);
- автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии (АС-КУЭ);
- пульты управления, панели с переключающими устройствами, контрольно-измерительными приборами.

Для передачи данных между системами телемеханики объектов с центральными пунктами управления, в зависимости от взаимного расположения объектов, используют беспроводные, проводные средства связи, ВЧ-связь по высоковольтным линиям электропередач. Существуют и до сих пор актуальны системы, использующие технологию передачи данных CSD (голосовой режим передачи данных), однако все больше систем требуют применения технологии GPRS (режим передачи данных через интернет), а наиболее перспективной является использование 3G систем связи, обеспечивающих непрерывный высокоскоростной обмен данными.

Системы телемеханики строятся таким образом, чтобы обеспечить высокую точность, скорость и надежность при передаче информации, сигналов управления оборудованием. Также одной из основных задач данных систем является организация быстрой и точной фиксации изменения тех или иных параметров электрической сети, состояния оборудования, что обеспечивается благодаря максимальной автоматизации данного процесса.

Рассмотрим более подробно SCADA системы. SCADA (*supervisory control and data acquisition, диспетчерское управление и сбор данных*) – программный пакет, предназначенный для разработки или обеспечения работы в реальном

времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления. SCADA-пакеты состоят из нескольких программных блоков: модули доступа и управления, сигнализации, базы данных реального времени, базы данных и модули ввода-вывода и аварийных ситуаций.

Главное требование к SCADA-системам - корректная работа в режиме реального времени. Причем главным приоритетом при передаче и обработке обладают сигналы, поступающие от технологического процесса или на него и влияющие на его протекание.

Согласно традиционной структуре аппаратных средств АСУ ТП, SCADA системы в иерархии программного обеспечения систем промышленной автоматизации находятся на уровнях 2 и 3.

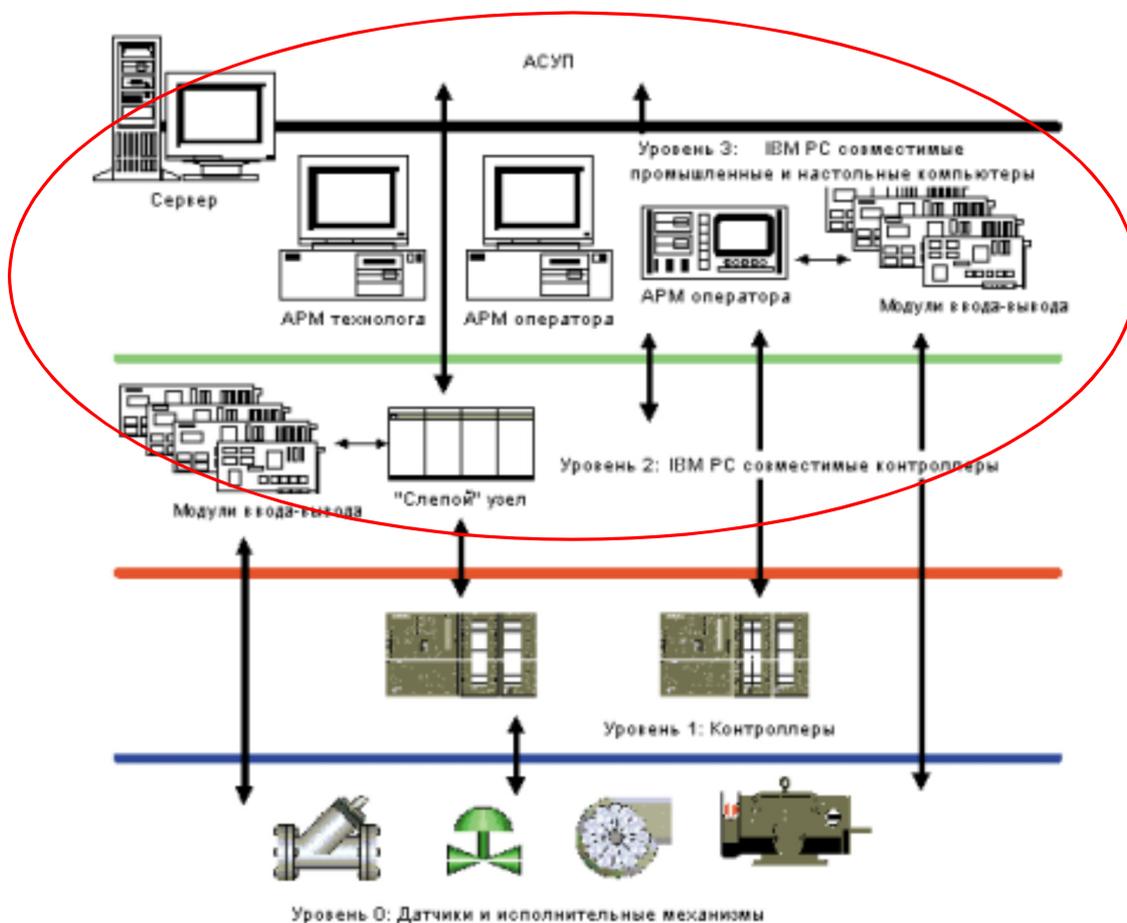


Рисунок 00 – Структура аппаратных средств АСУ ТП

Основные функции SCADA-системы:

1. Прием информации о контролируемых технологических параметрах от контроллеров нижних уровней и датчиков.

2. Сохранение принятой информации в архивах.
3. Вторичная обработка принятой информации.
4. Графическое представление хода технологического процесса, а также принятой и архивной информации в удобной для восприятия форме.
5. Прием команд оператора и передача их в адрес контроллеров нижних уровней и исполнительных механизмов.
6. Оповещение эксплуатационного и обслуживающего персонала об обнаруженных аварийных событиях, связанных с контролируемым технологическим процессом и функционированием программно-аппаратных средств АСУ ТП с регистрацией действий персонала в аварийных ситуациях.
7. Формирование сводок и других отчетных документов на основе архивной информации.
8. Обмен информацией с автоматизированной системой управления предприятием.
9. Непосредственное автоматическое управление технологическим процессом в соответствии с заданными алгоритмами.
10. Регистрация событий, связанных с контролируемым технологическим процессом и действиями персонала, ответственного за эксплуатацию и обслуживание системы

Современные SCADA-системы имеют схожие возможности и принципы функционирования, которые позволяют решить типовые задачи, такие как: диспетчерский мониторинг и сбор данных о протекании технологического процесса, управление при наличии четких алгоритмов и полной формализованной модели объекта управления. Однако, в случае, когда объектом мониторинга и управления является сложная динамическая многопараметрическая система, средств, предоставляемых традиционными SCADA-системами, становится недостаточно.

Необходимость в дальнейшем развитии SCADA-систем при управлении сложными техническими объектами и процессами обуславливается непрерывным возрастанием сложности управляемых объектов и процессов с

одновременным сокращением времени, отводимого лицам оперативно-диспетчерского персонала на анализ проблемной ситуации, идентификацию возникшего отклонения от нормального (штатного) режима функционирования объекта, поиск возможных корректирующих решений по воздействию на объект, прогнозирование ситуаций, оценку последствий принимаемых решений и, наконец, выдачу команд на обработку необходимых управляющих воздействий.

Этот процесс требует много времени и высокой квалификации для того, чтобы точно и объективно оценить обстановку. При таком большом объеме информации, одновременно обрушивающейся на оператора, могут возникать ошибки. Анализ мирового опыта показывает, что при совершенствовании технологических процессов и автоматизации процесса принятия решений наиболее перспективным является использование информационных систем, основанных на знаниях, формализуемых в рамках технологии искусственного интеллекта и опыте высококвалифицированных специалистов, накапливаемом в базах знаний экспертных систем.

Концепция систем поддержки принятия исполнения решений.

Актуальной задачей при построении автоматизированных систем реального времени является перенос функций диспетчера по анализу данных, прогнозированию ситуаций и принятию соответствующих решений на компоненты интеллектуальных систем поддержки принятия и исполнения решений (СППИР). Концепция систем поддержки принятия и исполнения решений включает целый ряд средств, объединенных общей целью - способствовать принятию и реализации рациональных и эффективных управленческих решений. СППИР – это диалоговая автоматизированная система, выступающая в качестве интеллектуального посредника, поддерживающего естественно-языковой интерфейс пользователя со SCADA-системой, использующая правила принятия решений и соответствующие модели с базами знаний. Она организует удобный диалог SCADA-системы с пользователем, сопровождая его по этапам анализа информации, распознавания и прогнозирования ситуаций, анализирует параметры технологического процесса,

помогает выбрать наилучшие решения в зависимости от возникшей ситуации, реализует их путем выдачи управляющих воздействий, корректируя тем самым ход технологического процесса и оптимизируя его параметры по заданному критерию.

Основными структурными составляющими СППИР являются база знаний и механизм логического вывода. База знаний предназначена для хранения совокупности фактов, закономерностей, отношений (знаний), описывающих проблемную область, и правил, описывающих целесообразные формы структурирования, формализации и преобразования знаний в этой области.

Механизм логического вывода представляет собой совокупность способов применения правил вывода. Используя текущие или промежуточные исходные данные (факты) и знания из базы знаний, формирует последовательность правил, которые, будучи применены к исходным данным (фактам), полученным от SCADA-системы в результате контроля состояния технологического процесса, приводят к решению конкретной задачи диагностики, прогнозирования и регулирования параметров технологического процесса.

Гибкая открытая структура СППИР позволяет расширять функциональные возможности системы и круг задач, решаемых в процессе ее эксплуатации, а также постоянно повышает точность анализа, прогнозирования, планирования, организации, координации и контроля принимаемых решений за счет использования накапливаемого в базе знаний опыта.

Наличие достаточно полных моделей знаний в конкретной предметной области и постоянный контроль тенденции изменения параметров объекта управления обеспечивает диагностику и прогноз его поведения с высокой степенью достоверности и заданной точности. Существенным отличием предлагаемого подхода является то, что СППИР содержит универсальные программные средства, способные перенастраивать систему на другие объекты управления без изменения ядра программ.

Предлагаемая концепция предполагает не просто создание обособленной экспертной системы обработки данных протекания технологического процесса,

а интеграцию интеллектуальной СПИИР с АСУ ТП на базе SCADA-системы Trace Mode, что существенно расширяет ее возможности, позволяет получить новый эффект от ее использования и удовлетворить возрастающие запросы разработчиков систем управления.

3 ОРГАНИЗАЦИЯ УМНОГО (ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО) УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Система учета должна обеспечивать определение количества электроэнергии (и в необходимых случаях средних для заданных интервалов значений мощности) [53]:

- выработанной генераторами электростанций;
- потребленной на собственные и хозяйственные нужды (раздельно) электростанций и электрических сетей;
- потребленной на производственные нужды;
- отпущенной (переданной) потребителям по линиям, отходящим от шин электростанций непосредственно к потребителю;
- переданной в сети других собственников или полученной от них;
- поступившей в электрические сети различных классов напряжения;
- переданной на экспорт и полученной по импорту.

Расчетные счетчики электроэнергии на электростанциях должны устанавливаться для учета электроэнергии, выработанной генераторами, потребленной (раздельно) на собственные и хозяйственные нужды, отпущенной в сети других собственников, а также для учета средних значений мощности (нагрузки), отпускаемой электростанциями в сети за установленный интервал текущего времени по соответствующим присоединениям электростанций [53].

Правильная организация учета электроэнергии важна потому, что ее производство, передача, распределение и потребление практически совпадает во времени, и допущенная ошибка в учете электроэнергии не поддается исправлению методом повторного учета электроэнергии. Именно поэтому все установки, вырабатывающие, передающие, распределяющие и потребляющие электроэнергию оборудуются соответствующими приборами учета. В связи с этим возрастает значимость автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии. АИИС КУЭ – комплекс технических, программных и организационных решений, позволяющих потребителю вести

учет потребления электроэнергии в соответствии с требованиями современных нормативных документов и положений в энергетической отрасли.

В связи с образованием новых границ точек поставки электроэнергии наблюдается рост коммерческих потерь, обусловленных плохой организацией учета электроэнергии, морально устаревшим парком средств учета электроэнергии, в новых границах поставки. При отсутствии хищений появляются значительные небалансы электроэнергии по всем структурам рынка электроэнергии. Сложившаяся ситуация только способствует хищениям электроэнергии, так как не позволяет эффективно с ними бороться.

Учет выработанной и израсходованной электроэнергии является важной частью хозяйственной деятельности любого предприятия или промышленного центра и отражает эффективность использования электроэнергии в распределительных сетях.

Учет электропотребления должен быть организован таким образом, чтобы обеспечить: оптимальное количество точек учета; одновременность и точность снятия показаний счетчиков; требуемую точность учета и периодический контроль за его достоверностью; связь между применяемыми на предприятии формами учета; выполнение электроэнергетических балансов активной и реактивной мощности; правильное определение потерь; прямую и обратную связь с технологическим процессом. От того как организован учет, зависит, какая картина электропотребления имеет место: реальная или искаженная, а также экономичность технологического процесса передачи и распределения электроэнергии.

Очевидно, что все цели и задачи учета базируются на балансах активной и реактивной энергии, причем не только по структурным подразделениям, но и, главное по подстанциям. Следовательно, выполнение электробалансов по подстанциям обеспечивает требуемую точность и эффективность учета и является базой для решения любой из задач учета.

В основном, учет электроэнергии не автоматизирован. Разница во времени между снятием первого и последнего показаний счетчиков составляет от нескольких минут, до нескольких часов.

Основные проблемы учета электроэнергии:

- значительный моральный и физический износ счетчиков электроэнергии, измерительных трансформаторов;
- отсутствие в ряде случаев приборов коммерческого учета в точках поставки электроэнергии;
- несоответствие условий эксплуатации приборов учета нормативным требованиям;
- недостаточный метрологический контроль и надзор точности измерений;
- преимущественно ручной сбор и регистрация показаний приборов учета.

В настоящее время индукционные счетчики электрической энергии заменяются электронными с более высокой точностью измерений (класс точности - первый) и без механических рабочих элементов. В большинстве случаев в таких счетчиках используются жидкокристаллические индикаторы. Кроме того, электронные счетчики не позволяют использовать неучтенную энергию. Имеются модификации многотарифных счетчиков, которые стимулируют потребление электроэнергии в ночное время, тем самым, улучшая график электрической нагрузки в электросети. Современные счетчики строятся на базе микропроцессоров с цифровыми выходами и возможностью работы с компьютером.

Стратегический путь совершенствования системы учета электроэнергии – автоматизация учета с последующим подключением к автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) интеллектуальных функций управления электропотреблением, повышения надежности сети за счет создания активного потребителя и интеграция систем интеллектуального учета (Smart Metering).

Smart metering – это современные, основанные на актуальных научно-технических достижениях комплексы аппаратных и программных средств,

обеспечивающие на качественно новом уровне надежность измерения энергетических ресурсов, контроль и управление их поставкой, транспортировкой и потреблением, автоматизированную обработку информации о потреблении ресурсов. Системы интеллектуального учёта электроэнергии является составной частью концепции ИЭС ААС (Smart Grid).

Наряду с государственной стратегией и соответствующей юридической базой, внедрение подобной технологии требует развития специализированных программных комплексов, решающих технологические задачи и адаптированных под российские требования и условия.

Перед системами программного обеспечения интеллектуального учета стоят следующие ключевые задачи:

- дистанционное считывание показаний приборов учета энергоресурсов;
- работа с большим (порой, многомиллионным) количеством точек учета, обеспечивая при этом высокий уровень производительности;
- дистанционный контроль параметров качества электроэнергии;
- дистанционное управление приборами учета энергоресурсов;
- дистанционное параметрирование приборов учета энергоресурсов;
- дистанционное управление энергопотреблением;
- регистрация событий приборов учета, фактов несанкционированного доступа;
- расчет потерь и сведение балансов;
- создание любых иерархий объектов учета, ведение нормативно-справочной информации, генерация отчетов и т.д.;

Применение таких систем позволит в значительной степени снизить потери электроэнергии, не связанные с технологическим процессом ее передачи, снизить операционные затраты территориальных сетевых организаций и гарантирующих поставщиков, обеспечить адресное воздействие на неплательщиков за поставленную электроэнергию, а также повысить "наблюдаемость" электросетевого комплекса. Это, в свою очередь, приведет

к повышению надежности функционирования энергосистемы и повышению качеству обслуживания конечных потребителей электроэнергии и в итоге увеличит эффективность операционных затрат и реализации инвестиционных программ профильных организаций.

В России и за рубежом в настоящее время существует немало программных продуктов, предназначенных для работы в составе автоматизированных информационно-измерительных системам коммерческого учета энергоресурсов.

Критерию интеллектуальности учета в полной мере отвечает информационно-измерительная система (ИИС) «Пирамида», разработанная и серийно выпускаемая ЗАО ИТФ «Системы и технологии». Продукция фирмы включена РАО «ЕЭС России» в «Перечень научно-технических разработок, рекомендуемых к внедрению на предприятиях отрасли». ИИС «Пирамида» предназначена для измерений электрической энергии и мощности, коммерческого и технического учёта энергоресурсов — автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергопотреблении. ИИС «Пирамида» предназначены для создания многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем комплексного учёта энергоносителей, в частности, систем коммерческого учёта электроэнергии и мощности, а также для использования в комплексах устройств телемеханики многофункциональных и автоматизированных системах управления технологическим процессом (АСУ ТП).

Результаты измерений ИИС «Пирамида» позволяют определить величины учётных показателей, используемых в финансовых расчётах на оптовом рынке электроэнергии, розничном рынке электроэнергии и в двухсторонних договорах между поставщиками и потребителями.

ИИС «Пирамида» позволяет производить сбор данных об учёте энергоресурсов (электроэнергии, тепловой энергии, газа, воды и других энергоресурсов) с соответствующих вычислителей, корректоров, расходомеров, счётчиков.

Область применения:

- генерирующие, сетевые и энергосбытовые компании;
- промышленные и приравненные к ним предприятия;
- мелкомоторные потребители;
- бытовые потребители;
- другие энергопотребляющие (энергопоставляющие) предприятия, компании и организации всех форм собственности и ведомственной принадлежности.

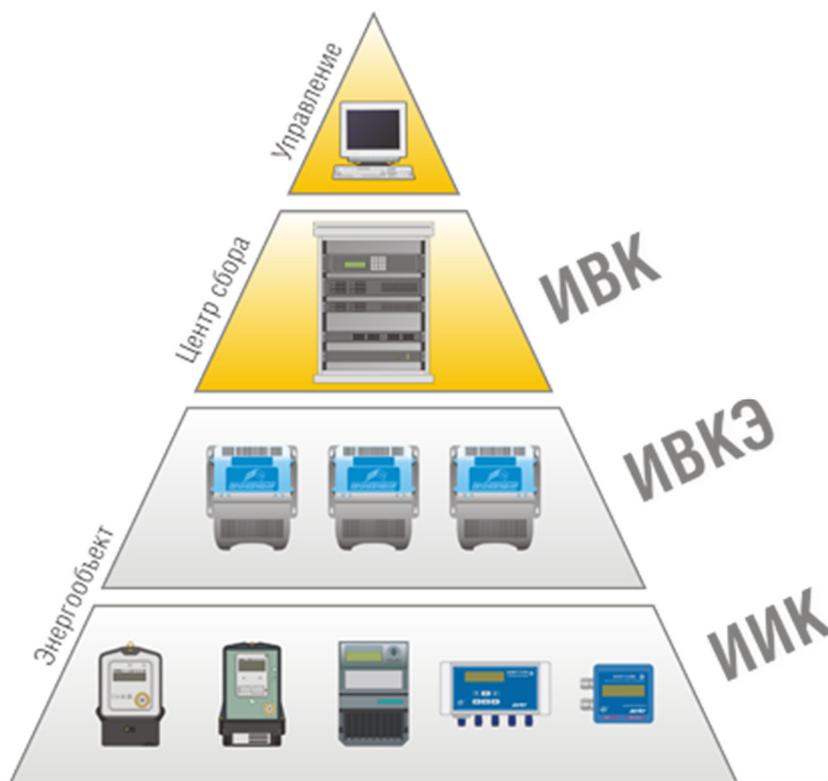


Рисунок 00 – Иерархическая структура ИИС «Пирамида»

ИИС «Пирамида» компонуется на объекте эксплуатации из выпускаемых различными изготовителями технических средств и представляет собой территориально распределенную многоуровневую информационно-измерительную систему, состоящую, как правило, из трёх функциональных уровней:

- 1) Измерительно-информационный комплекс (ИИК) — автоматическое проведение измерений в точке измерений:
 - измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН);
 - счётчики электрической энергии;
 - датчики различных физических величин и сигналов;

- расходомеры;
 - вычислители;
 - устройства контроля технологических процессов и управления.
- 2) Информационно-вычислительный комплекс энергоустановки (ИВКЭ) — консолидация информации:
- устройства сбора и передачи данных (УСПД);
 - промконтроллеры;
 - каналообразующая аппаратура.
- 3) Информационно-вычислительный комплекс (ИВК) — автоматизированный сбор, хранение и обработка результатов измерений:
- сервер или промконтроллер;
 - устройства синхронизации времени;
 - каналообразующая аппаратура;
 - технические средства для построения локальной вычислительной сети (ЛВС).

При выборе компонентов для реализации ИИС необходимо учитывать совместимость компонентов друг с другом, а так же с программным обеспечением.

Измерительно-информационных комплекс возможно организовать на базе установленного на электростанции оборудования, подключив к установленным измерительным трансформаторам тока и напряжения интеллектуальные многофункциональные счетчики КВАНТ ST 2000-10-230-5-0.5S-G, которые выполняют следующие функции учета:

- Измерение текущего времени и даты;
- Измерение количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам;
- Измерение параметров электросети:
 - фазное напряжение;
 - положительное и отрицательное отклонение напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);

- фазный ток;
- частота сети;
- отклонение частоты (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- активная мгновенная мощность по каждой фазе;;
- реактивная мгновенная мощность по каждой фазе;
- реактивная мгновенная мощность по каждой фазе;
- коэффициент мощности по каждой фазе.
- Журналы событий:
 - Перезагрузок;
 - Самодиагностики;
 - Попыток несанкционированного доступа;
 - Переходов на летнее или зимнее время;
 - Изменения конфигурации;
 - Изменения данных;
 - Изменения времени и даты;
 - Включений или отключений питания;
 - Выходов параметров качества электрической сети за заданные пределы;
 - Значений положительного и отрицательного отклонений напряжения;
 - Количества отключений встроенного контактора с фиксацией значений силы тока и коэффициента мощности перед отключением.

В качестве устройства сбора и передачи данных выбран интеллектуальный контроллер SM160-02, предназначенные для:

- измерения времени и синхронизации времени подчинённых контроллеров и измерительных преобразователей;
- автоматического присвоение событиям и данным меток шкалы времени контроллера;

- учёта электрической энергии и мощности по задаваемым группам точек измерения в системах коммерческого и технического многотарифного учета энергоресурсов;

- автоматического сбора телеметрических данных с измерительных преобразователей: токов, напряжения, частоты, мощностей, углов между векторами токов и векторами напряжений, а также других величин;

- автоматического сбора данных по состоянию дискретных сигналов со специализированных контроллеров;

- расчёта различных параметров на основании собранных данных, предоставление к ним регламентируемого доступа;

- выполнения алгоритмов пользователя

Согласно данным производителей, предложенные компоненты ИИС поддерживают протоколы обмена «Пирамида» и могут быть использованы в ее составе.

Применение на проектируемой электрической станции ИИС «Пирамида» позволит также реализовать расчет газа. Установка приборов учёта и внедрение на предприятии автоматизированной системы контроля и учёта расхода газа (АСКУГ) позволяет более точно определять заявленные показатели для газовой системы, оперативно выявлять и устранять факты перерасхода газов, производить анализ причин возникновения подобных ситуаций, выполнять индивидуальный контроль над технологическим оборудованием.

АСКУГ предназначена для:

- технического учёта потребления промышленных газов;
- оперативного контроля над использованием технологических газов;
- анализа потребления газов подразделениями предприятия;
- выявления несоответствий между заявленным и фактическим потреблением газов и оперативного устранения причин перерасхода.

ЗАО ИТФ «Системы и технологии» выполняет работы по подключению и настройке сбора данных расхода газа с существующих приборов учёта. ИИС

«Пирамида» и ПО «Пирамида 2000», в частности, поддерживают газовый корректор ВЗЛЕТ КГ производства ЗАО «ВЗЛЕТ», а также вычислители количества газа ВКГ-2, ВКГ-3Т, ВКГ-3Д производства ЗАО «НПФ Теплоком». Для просмотра информации используется стандартная форма данных по газу, также возможно создание специализированного интерфейса согласно требованиям конкретного заказчика.

4 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА

Задачей данного раздела является расчет объема капитальных вложений, необходимых для реализации проектируемой электрической станции, а также оценка показателей экономической эффективности.

4.1 Расчет капитальных вложений

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение проектируемой электрической станции состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение РУ;
- капиталовложения на закупку ГТУ.

$$K = K_{PY} + K_{ГТУ} \cdot (00)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования РУ, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции РУ, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

- 1) Отдельные ячейки выключателей:

Показатели стоимости ячеек РУ учитывают установленное оборудование (выключатель, разъединитель, трансформаторы тока и напряжения, разрядники); панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к РУ; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ.

Таблица 00 – Стоимостные показатели ячеек выключателей

Выключатель	Стоимость, тыс. руб.	Количество
Элегазовый, 220 кВ	12500	12
Воздушный, 20 кВ	1200	4

$$K_{\text{яч.выкл}} = 12500 \cdot 12 + 1200 \cdot 4 = 154800 \text{ тыс. руб.}$$

2) Трансформаторы:

Показатели стоимости ячеек трансформаторов учитывают установленное оборудование (трансформатор, кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ); панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к РУ; гибкие связи трансформаторов и др.

Таблица 00 – Стоимостные показатели ячеек трансформаторов

Трансформатор	Стоимость, тыс. руб.	Количество
ТДЦ-125000/220	23400	2
ТДЦ-250000/220	46100	2
ТДНС-10000/20	2800	4

$$K_{\text{ТР}} = 23400 \cdot 2 + 46100 \cdot 2 + 2800 \cdot 4 = 150200 \text{ тыс. руб.}$$

3) Постоянная часть затрат:

Стоимость постоянной части затрат по ПС учитывает подготовку и благоустройство территории, ОПУ, устройство СН ПС, систему оперативного постоянного тока, компрессорную, внутриплощадочное водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и прочие элементы. Для схемы РУ «Полуторная» постоянная часть затрат составляет:

$$K_{\text{пост}} = 76000 \text{ тыс. руб.}$$

4) Противоаварийная автоматика:

При определении стоимости РУ напряжением 220 кВ и выше должны быть учтены затраты на организацию ПА, включающие в себя проектирование, оборудование, монтаж, наладку. Для РУ 220 кВ с количеством присоединений 220 кВ более двух:

$$K_{\text{ПА}} = 1200 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, суммарные капиталовложения на РУ найдем по формуле:

$$K_{РУ} = (K_{ЯЧ.ВЫКЛ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot K_{инф} \cdot K_{ПС*}, \quad (00)$$

где $K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 5,165$, при условии, что цены взяты за 2000 год.

Зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость электросетевых объектов для Дальнего Востока принимаем равным 1,4.

$$K_{РУ} = (154800 + 150200 + 76000 + 1200) \cdot 5,165 \cdot 1,4 = 2763795 \text{ тыс. руб.}$$

Для получения полной стоимости ВЛ и ПС к показателям итоговой стоимости добавляют затраты, сопутствующие строительству, которые составляют:

- 3,3% - временные здания и сооружения (ГСН 81-05-01-2001);
- 3,18% - содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль (Методические рекомендации по расчету норматива затрат на содержание службы заказчика-застройщика ОАО «ФСК ЕЭС»)
- 8% - проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор при осуществлении нового строительства.

С учетом сопутствующих затрат, капиталовложения на РУ составят:

$$K_{РУ.сумм} = 2763795 \cdot 1,1448 = 3163993 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость приобретения выбранных газотурбинных установок, согласно информации производителей, принята из расчета 1000 \$ за 1 кВт установленной мощности. Таким образом, стоимость ГТУ приблизительно составит:

$$6F.03 - 4923912 \text{ тыс. руб.}, \quad GT13E2 - 11356161 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные затраты на приобретение выбранных ГТУ составят:

$$K_{ГТУ.сумм} = 4923912 \cdot 2 + 11356161 = 32560146 \text{ тыс. руб.}$$

Общие капитальные затраты на сооружение проектируемой ТЭС:

$$K_{\text{ТЭС.сумм}} = 32560146 + 3163993 = 35724139 \text{ тыс. руб.}$$

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки - расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года. Эксплуатационные издержки включают в себя расходы на эксплуатацию ГТУ, расходы на эксплуатацию подстанций, стоимость потерь электроэнергии [5].

$$I = I_{\text{РЭ}} + I_{\text{АМ}} + I_{\text{ΔW}}, \quad (00)$$

Амортизационные отчисления – накопление средств для покупки и замены устаревшего оборудования [5].

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ТЭС}}}{T_{\text{сл}}}, \quad (00)$$

где K – капиталовложения;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы оборудования;

Сроки службы $T_{\text{сл}} = 20$ лет.

Рассчитаем амортизационные издержки, тыс. руб.:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{35724138,763}{20} = 1786206,94$$

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Они определяются через нормы отчислений и капитальные вложения.

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоГТУ}} \cdot K_{\text{ГТУ}} + \alpha_{\text{тэоРУ}} \cdot K_{\text{РУ}}, \quad (29)$$

ГДЕ $\alpha_{\text{тэоВЛ}}$, $\alpha_{\text{тэоПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию

Для ГТУ $\alpha_{\text{ГТУ}} = 0.025$, для РУ $\alpha_{\text{РУ}} = 0.049$.

Издержки на ремонт и эксплуатацию, тыс. руб.:

$$I_{\text{Э.РЗ}} = 0,025 \cdot 32560146 + 0,049 \cdot 3163992,763 = 969039,3$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (00)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ - удельная стоимость покупки потерь электроэнергии на оптовом рынке, принимаем равным 1,2 тыс. руб./МВт·ч, согласно заданию.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \frac{(P_{\text{эф}})^2 + (Q_{\text{неск.эф}})^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{R_{\text{тр}}}{2} \cdot T_{\Gamma} + 2 \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\Gamma}, \quad (00)$$

где $P_{\text{эф}}$, $Q_{\text{неск.ЭФ}}$ - эффективные мощности нагрузки;

$R_{\text{тр}}$ - активное сопротивление трансформатора;

$\Delta P_{\text{хх}}$ - потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода;

T_{Γ} - годовое количество часов.

Рассчитаем потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{тр1}} = \frac{(335,25)^2 + (207,854)^2}{220^2} \cdot \frac{0,6}{2} \cdot 8760 + 2 \cdot 0,42 \cdot 8760 = 12653,27$$

$$\Delta W_{\text{тр2}} = \frac{(145,36)^2 + (109,02)^2}{220^2} \cdot \frac{1,4}{2} \cdot 8760 + 2 \cdot 0,135 \cdot 8760 = 6548$$

Стоимость потерь составит:

$$I_{\Delta W} = (12653,27 + 6548) \cdot 1,2 = 23041,524 \text{ тыс.руб.}$$

По полученным данным определим суммарное значение эксплуатационных издержек.

$$I = 969039,3 + 1786206,94 + 23041,524 = 2778287,664 \text{ тыс.руб.}$$

4.3 Оценка показателей экономической эффективности

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, (00)$$

где – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт·ч; W_t

T – одноставочный тариф для потребителя, 2 тыс.руб/МВт·ч;

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{max}, \quad (00)$$

Где – активная мощность, отпущенная потребителю, МВт; P_H

T_{max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 8760 ч.

В качестве активной мощности, полезно отпущенной потребителю, примем значение генерируемой ГТУ мощности за вычетом собственных нужд.

$$W_t = (180,742 \cdot 2 + 77,894 \cdot 2) \cdot 8760 = 4531311,48 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$O_{Pt} = 4531311,48 \cdot 2 = 9062623 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{\text{бт}} = O_{Pt} - I_t - K_t, (00)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (\Pi_{\text{бт}}). (00)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($\Pi_{\text{чт}}$) численно равна прибыли от реализации (ПБт) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$\Pi_{\text{чт}} = \Pi_{\text{бт}} - H_t; \quad (00)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; (00)$$

где $d = 9,25\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в проектирование электрической станции 3 года.

Расчет произведен с помощью программы Microsoft Office Excel 2013. Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 00. График ЧДД изображен на рисунке 00.

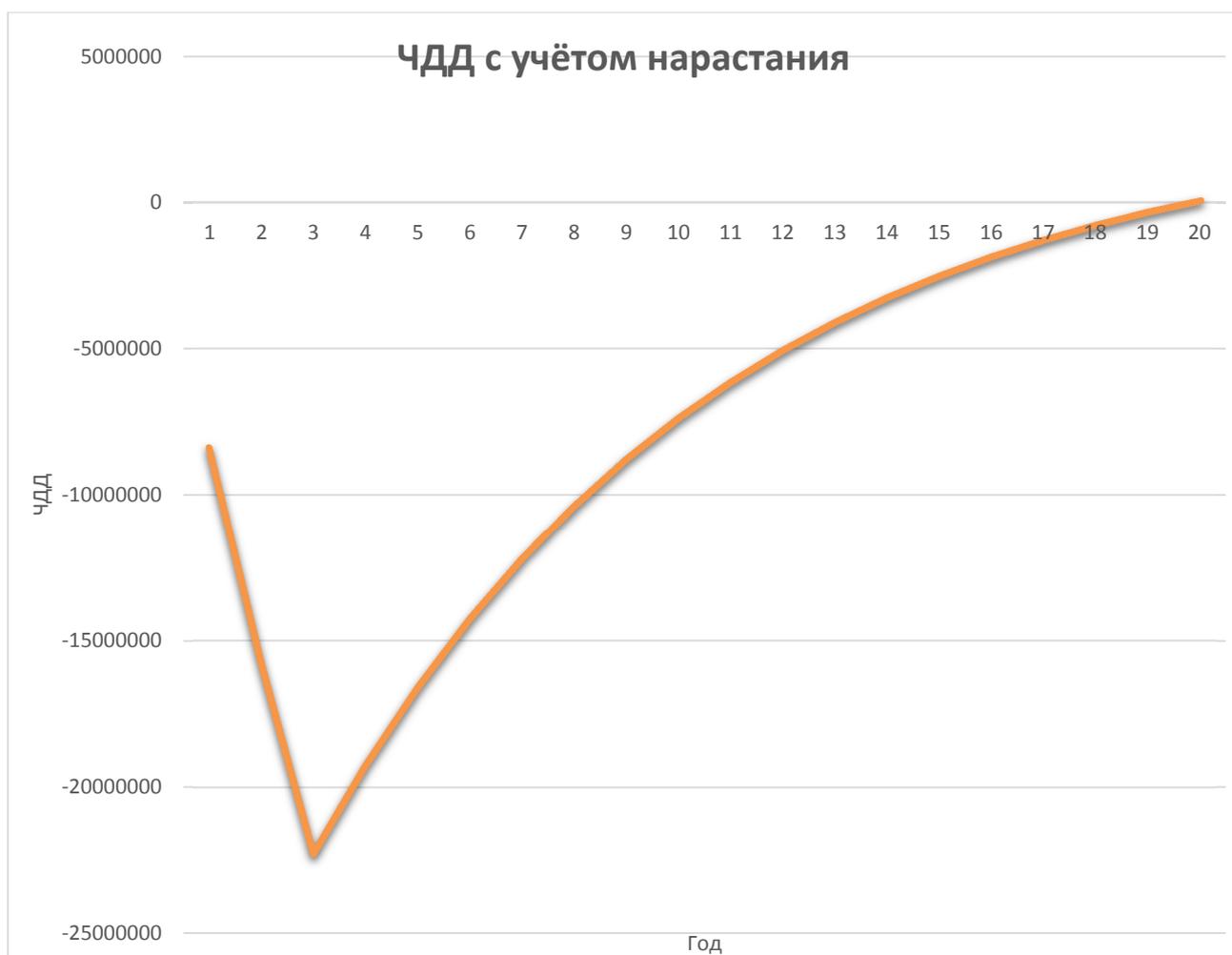


Рисунок 00 – График ЧДД

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [1]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (00)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

\mathcal{E}_t – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

- налог на прибыль. H_t

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (4 год):

$$R_t = \frac{9062623 - 2778287 - 0,2 \cdot 6284336}{35724138} = 0,14$$

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства электрической станции. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

Данный вариант развития сети является эффективным т.к. окупается в начале пятого года, т.е. на втором году эксплуатации, а также рентабельность проекта составляет 14 %. Простой срок окупаемости составил 4 года, дисконтированный срок окупаемости составил 13 лет.

Внутренней нормой доходности называют такое положительное число E_v (норматив дисконтирования), при котором при норме дисконта $E_v = E_{н.д.}$ ЧДД проекта обращается в 0, при всех больших E_v ЧДД – отрицателен [1].

$$E_s = 0,136, \text{ при значениях ЧДД становится отрицательным. } E_s \geq 0,136$$

Значение внутренней нормы доходности больше чем норма дисконта $0,136 > 0,095$, это означает, что проект эффективен.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе магистерской диссертации разработан вариант строительства газовой тепловой электрической станции на базе строящейся ТЭС «Сила Сибири» для осуществления надежного и эффективного электроснабжения объектов ГПЗ и ГХК.

В работе решены следующие задачи:

- проведен структурный анализ действующей электрической сети;
- рассчитаны и проанализированы установившиеся режимы работы существующей сети;
- проанализированы проблемы эксплуатации газовых тепловых электрических станций;
- произведено проектирование электрической части газовой станции;
- предложена организация на проектируемой станции интеллектуального учета электроэнергии;
- проведена оценка экономической эффективности строительства проектируемой газовой ТЭС.

Проектирование производилось с учетом географических особенностей районов электрических сетей, а также с учетом прогнозируемого роста нагрузок. Для анализа использовались данные контрольных зимних замеров 2017 года.

Результаты оценки экономической эффективности позволяют сделать вывод о том, что предложенный вариант развития сети эффективен и рентабелен. Введение в эксплуатацию источника питания в непосредственной близости от потребителей позволит сократить расходы на строительство ЛЭП. Также, за счет близости к магистральному газопроводу, снизится себестоимость электроэнергии, поскольку это исключает затраты на транспортировку топлива, используемого на станции. Предложенный вариант развития электрической сети может быть применен на практике.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2018-2022 годов
- 2 Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2017 г.
- 3 Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 08.06.2015 г.
- 4 Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 20.12.2017 г.
- 5 Зысин, Л. В. Парогазовые и газотурбинные тепловые электростанции : учеб. пособие. / Л. В. Зысин – СПб. : Изд.-во Политехн. ун-та, 2010. – 368 с.
- 6 Карницкий, Н. Б. Парогазовые установки ТЭС: опыт проектирования и эксплуатации, перспективы применения / Н. Б. Карницкий, Е.А. Матвеев // Наука и техника. – 2014. – № 3. – С. 82-88.
- 7 Подворный, Г. К. Применение газотурбинных и парогазовых технологий при реконструкции ТЭЦ и котельных / Г. К. Подворный // Электрические станции. – 2012. – № 4. – С. 41–45.
- 8 Мошкарин, А. В. Оценка показателей работы ПГУ трех давлений в установившихся режимах / А. В. Мошкарин, Ю.В. Мельников // Вестник ИГЭУ. – 2006. – Вып. 4. – С. 1-4.
- 9 Иншаков, О. В. Развитие малой распределенной энергетики как способ повышения энергоэффективности и обеспечения конкурентоспособности Южного макрорегиона и Волгоградской области / О. В. Иншаков, Л. Ю. Богачкова // Вестник АГТУ. – 2014. – № 1 : Сер. Экономика. – С. 69-76.
- 10 Цанев, С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов – 2-е изд., стереот. – М. : Издательский дом МЭИ, 2006. – 584 с.
- 11 Гуревич, Ю. Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю. Е. Гуревич – М. : Энергоатомиздат, 1990.—390 с.

12 Сазонова, Т. Малая распределенная генерация: новые планы / Т. Сазонова // Региональная энергетика и энергосбережение. – 2015. – 3 мая.

13 Распределенная энергетика как важное направление развития современной энергетика // Региональная энергетика и энергосбережение. – 2017. – 21 февраля.

14 Стенников, В. А. Централизованная и распределенная генерация – не альтернатива, а интеграция [Электронный ресурс] / В. А. Стенников, Н. И. Воропай // Институт энергетической стратегии. – Режим доступа : http://energystrategy.ru/projects/Energy_21/4-2.pdf. – 20.05.17.

15 Википедия – свободная библиотека [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://ru.wikipedia.org/wiki/Тепловая_электростанция. – 10.04.2017.

16 Новая генерация [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.manbw.ru/analytics/gas_thermal_power_advantages_of_CHP.html. – 10.04.2017.

17 Википедия – свободная библиотека [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://ru.wikipedia.org/wiki/Газотурбинная_электростанция. – 11.04.2017.

18 Википедия – свободная библиотека [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://ru.wikipedia.org/wiki/Газотурбинная_ТЭЦ. – 11.04.2017.

19 Википедия – свободная библиотека [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://ru.wikipedia.org/wiki/Парогазовая_установка. – 13.04.2017.

20 Энергодиспетчер [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://operby.com/princip-raboty-pgu.html>. – 13.04.2017.

21 Новая генерация [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.manbw.ru/analytics/pgu.html>. – 13.04.2017.

22 ССPowerPlant.Ru : сайт о тепловых электрических станциях [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://ccpowerplant.ru/kak-otlichayutsya-kpd-gtu-i-kpd-pgu-dlya-otchestvennyh-i-zarubezhnyh-elektrostancij>. – 13.04.2017.

23 Кожуховский, И. С. О проблемах развития малой распределенной энергетика в России [Электронный ресурс] / И. С. Кожуховский// Форум ENES

2014. – Режим доступа : <https://enes-expo.ru/docs/Kozhuhovskii-I.S.FGBU-Rossiiskoe-energeticheskoe-agentstvo.Problemy-razvitiia-maloi-raspredelennoi-energetiki-v-Rossii.pdf>. – 20.05.17.

24 Трухний, А. Д. Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов. [Электронный ресурс] — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2013. — 648 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72261> — Загл. с экрана.

25 Жуков, В. В. Электрическая часть электростанций с газотурбинными и парогазовыми установками. [Электронный ресурс] — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2015. — 519 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72329> — Загл. с экрана.

26 Фролов, Ю. М. Основы электроснабжения. [Электронный ресурс] / Ю. М. Фролов, В. П. Шелякин. — Электрон. дан. — СПб. : Лань, 2012. — 432 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/4544> — Загл. с экрана.

27 Еременко, О. В. Методологические основы формирования топливно-энергетического баланса Восточной Сибири и Дальнего Востока. [Электронный ресурс] — Электрон. дан. — М. : Горная книга, 2011. — 74 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/1507> — Загл. с экрана.

28 Цанев, С. В. Газотурбинные энергетические установки. [Электронный ресурс] / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. С. Земцов, А. С. Осыка. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2011. — 428 с. — Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72219> — Загл. с экрана.

29 Быстрицкий, Г. Ф. Общая энергетика. Основное оборудование : учебник для академического бакалавриата. [Электронный ресурс] / Г. Ф. Быстрицкий, Г. Г. Гасангаджиев, В. С. Кожиченков. – 2-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство Юрайт, 2017. – 410 с. – Режим доступа: <https://biblio-online.ru/viewer/F4E2CF6A-94D3-43AA-9203-B238FBD2820F#page/2> – 13.04.2017.

30 РД 39-135-94 Нормы технологического проектирования газоперерабатывающих заводов

31 Парогазовые и газотурбинные технологии в электроэнергетике [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.megadomoz.ru/article/304/174/2/>. – 11.04.2017.

32 Голоднова, О. С. Некоторые проблемы интеллектуализации эксплуатации турбогенераторов на электростанциях (предпосылки, препятствия, значимость, примеры) / О. С. Голоднова // Иноватика и экспертиза. – 2016. – Вып. 2. – С. 149-161.

33 Стенников, В. А. Централизованная и распределенная генерация – не альтернатива, а интеграция [Электронный ресурс] / В. А. Стенников, Н. И. Воропай // Институт энергетической стратегии. – Режим доступа : http://energystrategy.ru/projects/Energy_21/4-2.pdf. – 28.11.17.

34 Маркова, В. М. Возможности повышения эффективности и оптимизации структуры энергетики: роли «большой» и «малой» генерации / В. М. Маркова, В. Н. Чурашев // Мир экономики и управления. – 2017. – Т. 17. – № 3. – С. 62–84.

35 Макаров, Е. Ф. Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанций и сетей: ИРПО: Издательский центр «Академия», 2003, - 448с.

36 Российская Федерация. Законы. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ [Текст] : федер. закон : [принят Гос. Думой 11 ноября 2009 г. : одобр. Советом Федерации 18 ноября 2009 г.]. – (Актуальный закон).

37 Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений/ Б. И. Кудрин. – М. : Интермет Инжиниринг, 2005. – 672с.

38 Конюхова, Е. А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для студ. учреждений сред. проф. образования. – М. : Издательство «Мастерство», 202. – 320 с.

39 Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.

40 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с

41 Крючков, И. П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования [Электронный ресурс] : учебное пособие / И. П. Крючков, В. А. Старшинов, Гусев Ю.П. ; под ред. И. П. Крюčkова, В. А. Старшинова. — Электрон. дан. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2012. — 568 с. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/72231>. — Загл. с экрана.

42 Александров, В. В. Расчет токов коротких замыканий в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : учебное пособие / В. В. Александров, А. А. Малютин. — Электрон. дан. — Москва : ФЛИНТА, 2016. — 131 с. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/83846>. — Загл. с экрана.

43 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98 [Электронный ресурс] : учебное пособие. — Электрон. дан. — Москва : ЭНАС, 2013. — 152 с. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/104547>. — Загл. с экрана.

44 Правила устройства электроустановок. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции. Главы 4.1, 4.2. [Электронный ресурс]/ — Электрон. текстовые данные.— М. : ЭНАС, 2013.— 104 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/76191.html>.— ЭБС «IPRbooks»

45 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный ресурс]/ — Электрон. текстовые данные.— М.: ЭНАС, 2014.— 264 с. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/76185.html>.— ЭБС «IPRbooks»

46 Лебедев, А. С., Костенников, С. В. Тенденции повышения эффективности ГТУ. — Теплоэнергетика, 2008, № 6. — С. 11-18.

47 Кожуховский, И. С. Анализ ситуации и прогноз развития электроэнергетики. — Электрические станции, 2009, № 6. — С. 2-6.

48 Макаров, А. А. Перспективы развития топливно-энергетического комплекса России. — Академия Энергетики, 2012, № 3. — С. 4-12.

49 Каталог энергетического оборудования 2010 г. Том 2. Каталог «Альтернативный киловатт». — ООО «Издательский дом «Газотурбинные технологии», 2010. — 483 с.

50 Андриященко, А. И. Экологическая и экономическая эффективность замены устаревшего паротурбинного оборудования ТЭЦ на газотурбинное и парогазовое / А. И. Андриященко, Ю. Е. Николаев // Промышленная энергетика. - 2006. №7. - С. 2-6.

51 Белоусенко, И. В. Концепция развития энергетики ОАО «Газпром» на основе применения собственных электростанций / И. В. Белоусенко, А. М. Хозин, Е. В. Кристовский // Газовая промышленность. 2000. — № 5. - С. 6-8.

52 Волков, Э. П. Стратегия развития электроэнергетики России на период до 2030 г. / Э. П. Волков, В. А. Баринов // Энергетик. 2008. - №5. - С. 2-8.

53 Долотовский, И. В. Потенциал энергосбережения газоперерабатывающих предприятий / Н. В. Винниченко, Е. А. Ларин, И. В. Долотовский, Л. А. Мигачева // Газовая промышленность. 2006. - № 6. - С. 77-80.

54 Долотовский, И. В. Энергетический комплекс газоперерабатывающих предприятий. Системный анализ, моделирование, нормирование / Е. А. Ларин, И. В. Долотовский, Н. В. Долотовская. М. : Энергоатомиздат, 2008. - 440 с.

55 Игуменцев, В. А. Расчет и анализ динамической устойчивости узлов нагрузки промышленных предприятий с собственными электростанциями Текст. / В. А. Игуменцев, А. В. Малафеев, О. В. Буланова // Изв. вузов Электромеханика. 2006. - №4. - С. 94 - 98.

56 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Текст. М. : Стандартинформ, 2014

57 РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (с Изменением N 1). Текст. М. : СПО ОРГРЭС, 1995

58 Правила устройства электроустановок. Глава 1.5. Учет электроэнергии (Издание шестое) / Минэнерго РФ. - М. : ЗАО "Энергосервис", 6-е издание, дополненное с исправлениями, 2006

59 Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения) / Министерство энергетики и электрификации СССР; Главное научно-техническое управление энергетики и электрификации. - М. : СПО Союзтехэнерго, 1987

60 СТО 59012820.29.020.004-2018 Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем.

Противоаварийная автоматика. Нормы и требования

61 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 5694700729.240.30.047-2010

62 Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС)

63 Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.30.010-2008 «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»

64 ГОСТ Р 54419-2011 (МЭК 60076-12:2008) Национальный стандарт РФ. Трансформаторы силовые.

65 Силовые трансформаторы. Справочная книга / Под ред. С. Д. Лизунова, А. К. Лоханина. — М. : Энергоатомиздат, 2004. — 616 с.

66 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.

67 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

68 Электротехнический справочник : в 4 т. / под ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, В. А. Лабунцова, И. Н. Орлова, М. М. Соколова, А. М. Федосеева, А. Я. Шихина, И. В. Антик. – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Изд-во МЭИ, 2002. – Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии. – 880 с.

69 Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003г. № 35

70 Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России до 2030г., от 19.06.2008 №291

71 Положение ПАО "Россети" о Единой технической политике в электросетевом комплексе от 22.02.2017 г.

72 Основные положения Концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью

73 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Корнеева, Т.В. Чиркова – 9-е изд., испр. – М. : Издательский центр «Академия», 2013. – 448 с.

74 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.

75 Васильев, А. А. Электрическая часть станций и подстанций – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1990. — 551 с.

76 Короткевич, М. А. К обоснованию целесообразности установки собственных генерирующих источников на промышленном предприятии // Энергетика (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СИГ), 2006, № 1, с. 15-20

77 Веников, В. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: Учебник для вузов Текст. / В. А. Веников, В. Г. Журавлев, Г. А. Филиппова. — М. : Энергоиздат, 1981 г. — 464 с.

78 Казакул, А. А. Анализ электромеханических переходных процессов генераторов Уссурийской ТЭЦ Текст. / А. А. Казакул, К. О. Братковский // Вестник АмГУ. 2017. - №77. - С. 79-80.

79 Гамолин, В. А. Мировой опыт интеллектуализации генерации и магистральных электрических сетей Текст. / В. А. Гамолин, К. О. Братковский // Материалы Российской национальной научной конференции с международным участием «Современные проблемы науки» (22 декабря 2017 года) -Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2017. – 64-66 с

80 Гамолин, В. А. Выбор и характеристика компонентов для перевода электрической сети на активно-адаптивную на рассматриваемом участке Амурских электрических сетей // Научный журнал «Вестник магистратуры», 2018, №07

81 ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. – М. : ИПК Издательство стандартов, 1998.

82 Новиков, В. В. Интеллектуальные измерения на службе энергосбережения // Энергоэксперт. 2011. № 3.

83 Гуревич, В. И. Интеллектуальные сети: новые перспективы или новые проблемы? // Электротехнический рынок. 2010. № 6

