

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

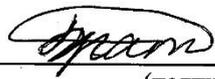

Н.В. Савина
«09» «06» 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

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

Исполнитель

студент группы 642 ом


09.06.18
(подпись, дата)

К.О. Братковский

Руководитель

профессор, доктор
технических наук


09.06.18
(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


09.06.18
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Рецензент


09.06.18
(подпись, дата)

С.А. Любченко.

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«21» 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Братковского Кирилла Олеговича

1. Тема магистерской диссертации: *Развитие электрических сетей Свободненского района Амурской области для подключения ГПЗ и ГХК на платформе активно-адаптивной сети (комплексная выпускная квалификационная работа).*

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной диссертации _____

3. Исходные данные к магистерской диссертации: *результаты зимнего и контрольного замера 2017 г. по подстанциям Амурской области, нормальная схема электрических соединений сетей 220-500 кВ филиала АО «СО ЕЭС» «Амурское РДУ».*

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов): *характеристика рассматриваемого энергорайона Амурской области, режимный анализ сети, современное состояние проблемы интеллектуализации электрических сетей, разработка схемы внешнего электроснабжения, выбор числа и мощности трансформаторного оборудования подстанций, выбор марки и сечения проводников, расчет электрических режимов, анализ потерь мощности в ЛЭП, выбор компенсирующих устройств, расчет токов короткого замыкания, выбор высоковольтного оборудования, расчет капиталовложений.*

5. Перечень материалов приложения: *Лист 1: Визуальная схема Лист: 1-2: Фотографии до и после монтажа ГПЗ и ГХК; Лист 3: Фотографии после монтажа*

6. Консультанты по диссертации (с указанием относящихся к ним разделов):

7. Дата выдачи задания 21.03.18

Руководитель магистерской диссертации: Савина Наталья Викторовна, д.т.н., профессор.

Задание принял к исполнению (дата): _____


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 112 с., 28 рисунков, 27 формул 40 таблиц, 99 источников.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЯ, КОНТРОЛЬНЫЙ ЗАМЕР, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, СТАТИЧЕСКИЙ ТИРИСТОРНЫЙ КОМПЕНСАТОР, РЕАКТОР, БАТАРЕИ СТАТИЧЕСКИХ КОНДЕНСАТОРОВ, ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА.

Магистерская диссертация посвящена рассмотрению вопросов развития электрических сетей Свободненского района Амурской области на платформе активно-адаптивной сети. В магистерской диссертации произведён подробный режимный анализ существующей сети, анализ нормального и послеаварийных режимов рассматриваемого участка электрических сетей Амурской области до ввода в эксплуатацию объектов ГПЗ и ГХК. Проанализировано современное состояние проблемы интеллектуализации электрических сетей. 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 внешнего электроснабжения.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Схемно-режимный анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района Амурской области	10
1.1 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	10
1.1.1 Моделирование существующего участка сети	11
1.1.2 Анализ режимов существующей сети	12
2 Современное состояние проблемы интеллектуализации электрических сетей	23
2.1 Стратегическая цель и принципы концепции ИЭС ААС	27
2.2 Современное состояние проблемы интеллектуализации электрических сетей	33
2.3 Мировой опыт интеллектуализации электрических сетей	41
3 Проектирование схемы внешнего электроснабжения объектов ГПЗ и ГХК	47
3.1 Вариант развития электрической сети при подключении объектов ГПЗ и ГХК на напряжение 220 кВ	50
3.1.1 Определение необходимых технических средств для реализации концепции активно-адаптивных сетей	58
3.1 Вариант развития электрической сети при подключении объектов ГПЗ и ГХК на напряжение 220 и 500 кВ	82
4 Оценка экономической эффективности первого варианта электроснабжения	85
4.1 Капиталовложения	85
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	87
4.3 Оценка экономической эффективности	88
Заключение	94
Библиографический список	95
ПРИЛОЖЕНИЕ А	105
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	109

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей магистерской работе 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
СТК	- статический тиристорный компенсатор
ВЛ	- воздушная линия
ЛЭП	- линия электропередачи
РПН	- устройство регулирования под нагрузкой
ПБВ	- устройство регулирования без возбуждения
ПС	- подстанция высокого напряжения
ПВК	- программно-вычислительный комплекс
БСК	- батарея статических конденсаторов
ТЭС	- тепловая электрическая станция
ГПЗ	- газоперерабатывающий завод
ГХК	- газохимический комплекс
РДУ	- региональное диспетчерское управление

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 необходимо разработать схему внешнего электроснабжения учитывая категоричность потребителя. Повышение эффективности и надежности их электроснабжения приведёт к уменьшению затрат на потери электроэнергии и, следовательно, поможет повысить прибыль сетевой организации.

Строительство объектов компаний «ГАЗПРОМ» и «СИБУР» особо значимым приоритетом развития Амурской области.

Амурский газоперерабатывающий завод будет построен в Дальневосточном федеральном округе России, Свободненском районе Амурской области, в 14 км от г. Свободный. 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) 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, в качестве которого можно использовать дизельные электростанции, газотурбинные электростанции.

Необходимость проектирования схемы внешнего электроснабжения для осуществления надежного электроснабжения вновь вводимых потребителей является главной целью магистерского исследования.

Объект исследования – внешнее электроснабжение ГПЗ и ГХК.

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

Данная работа является 2 частью комплексной работы. В первой части был рассмотрен проект строительства электрической станции для электроснабжения объектов ГХК и ГПЗ.

В данной работе ставятся следующие задачи исследования:

- 1) Обзор и анализ особенностей электроснабжения ГПЗ и ГХК;
- 2) Анализ проблемы интеллектуализации электрических сетей;
- 3) Мировой опыт интеллектуализации электрических сетей;
- 4) Анализ 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 2007 – текстовый процессор, позволяющий автоматизированным способом подготовить информацию в соответствующий вид;
2. Microsoft Office Excel 2007 – 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 – режимный анализ сети до

ввода в эксплуатацию ГПЗ и ГХК, разработка вариантов развития электрических сетей на основе активно-адаптивных систем 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 опубликована 1 печатная работа: «Мировой опыт интеллектуализации генерации и магистральных электрических сетей».

Диссертация состоит из введения, 4 глав, 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 первой главе, которая носит обзорный характер, проводится подробный режимный анализ существующей сети.

Вторая глава посвящена концепции интеллектуальных сетей и современному опыту эксплуатации технологий активно-адаптивных сетей.

В третьей главе произведен выбор схемы электроснабжения, расчет и анализ электрических режимов, выбор устройств активно-адаптивных сетей, расчет токов короткого замыкания, выбор высоковольтного оборудования.

В четвертой главе произведен расчет капитальных вложений, необходимых для реализации предложенного варианта схемы внешнего электроснабжения.

В заключении приводятся основные результаты работы.

1 СХЕМНО-РЕЖИМНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Цель данного раздела – показать современное состояние электроэнергетической системы района.

Структурный анализ рассматриваемой сети был приведен в первой части комплексной работы.

1.1 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [12].

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

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурского предприятия магистральных сетей, зимний режим 2016 г;

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

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

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

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2012-2018 гг.;

N – срок выполнения прогноза принимается равным 5 лет.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Амурская.

$$P_{Благ.}^{прог} = 48,4 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 56,5 \text{ МВт};$$

$$Q_{Благ.}^{прог} = 2,57 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 3 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

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.

Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3.

1.1.1 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.

1.1.2 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 $\pm 10\%$. Отклонения по напряжению более 5 % наблюдаются в следующих узлах, представленных в таблице 16.

Таблица 16 – Отклонение напряжения в узлах сети

Название	U_ном	U	dU
1	2	3	4
Сиваки/т 2С	220.0	232.55	5.71
Сиваки/т 1С	220.0	232.49	5.68
Завитая	220.0	231.48	5.22
Хвойная отп2.	220.0	231.61	5.28
Мухинская/т	220.0	233.36	6.07
Чалганы/т	220.0	231.10	5.04
Варваровка	220.0	231.57	5.26
Короли/т	220.0	231.60	5.27
Шимановск/т	220.0	233.47	6.12
Ледяная/т 2С	220.0	233.70	6.23
Ледяная/т 1С	220.0	233.89	6.31
Свободный	220.0	233.84	6.29
Энергия 2С	220.0	231.96	5.44
Энергия 1С	220.0	231.97	5.44

1	2	3	4
Светлая	220.0	231.91	5.41
ЗГЭС 220 кВ	220.0	232.02	5.47
Ключевая	220.0	231.14	5.06
Сиваки	220.0	232.53	5.69
Шимановск	220.0	233.75	6.25
Ледяная	220.0	233.70	6.23
Новокиевка	220.0	234.26	6.48
Амурская 220	220.0	234.04	6.38
Белогорск 1С	220.0	232.07	5.49

Токовая нагрузка ЛЭП наиболее нагруженных линий, представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
Завитая - БГЭС 220 кВ	421	960.0	43.8
Завитая - БГЭС 220 кВ	421	1250.0	33.7
Завитая - Хвойная отп1.	193	630.0	30.6
Завитая - Хвойная отп2.	212	630.0	33.6
Амурская 500 - БГЭС 500 кВ	350	1000.0	35.0
ЗГЭС 500 кВ - Амурская 500	364	1000.0	36.4
Короли/т - Хвойная отп2.	208	630.0	33.1
ЗГЭС 500 кВ - Амурская 500	363	1000.0	36.3

Остальные ВЛ недогружены, что говорит о том, что сечение этих линий электропередачи завышено.

В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 37 МВт, что составляет 1,8 % от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе. Схема нормального режима сети показана на рисунке 6.

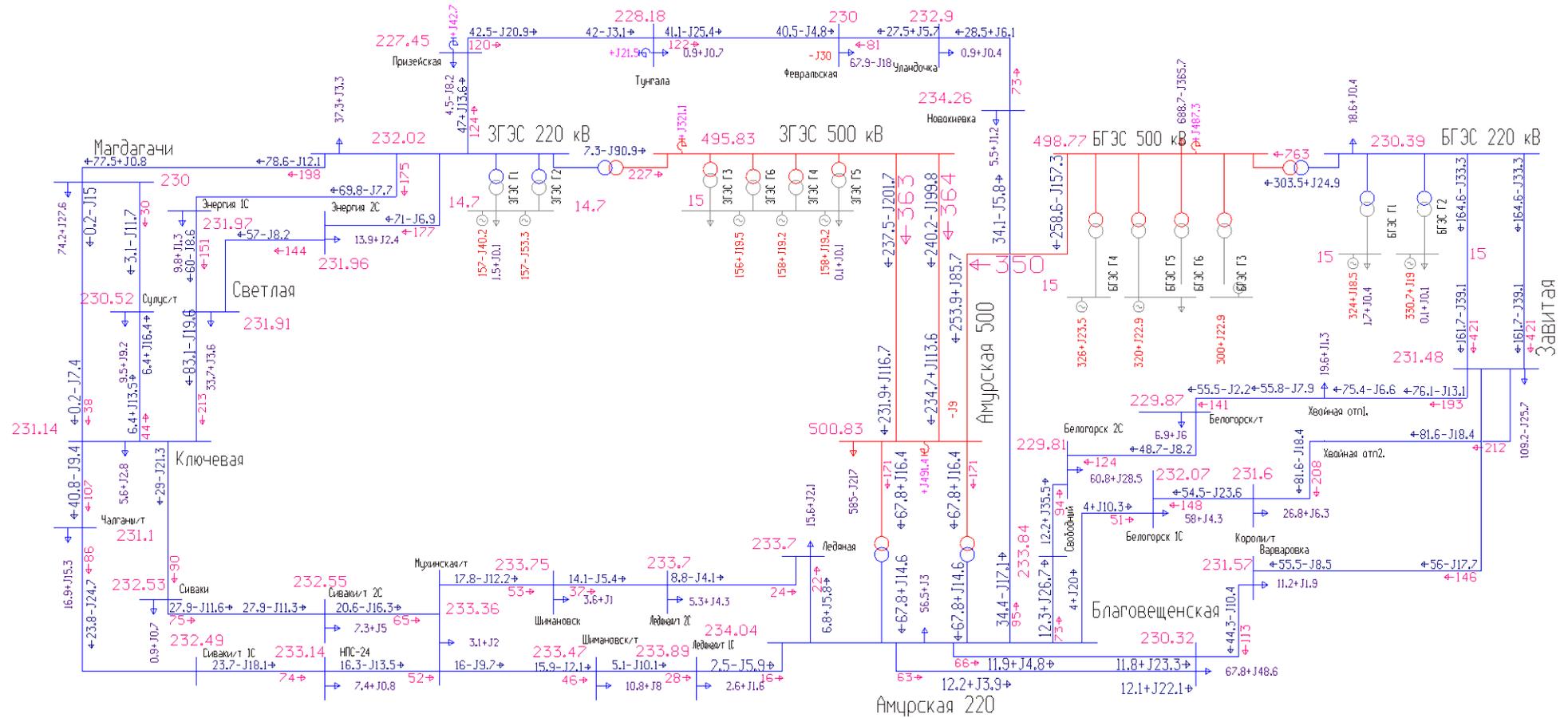


Рисунок 6 – Нормальный режим

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 с наложением на ремонт основного электроэнергетического оборудования.

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- Ремонт Зейская ГЭС – Амурская №1 и аварийное отключение ВЛ Зейская ГЭС – Амурская №2;

- Ремонт ВЛ Зейская ГЭС – Амурская №1 и аварийное отключение ВЛ Бурейская ГЭС – Амурская;

- Ремонт АТ1 ПС Амурская и аварийное отключение АТ2 ПС Амурская.

1) Рассмотрим первый вариант ремонт Зейская ГЭС – Амурская №1 и аварийное отключение ВЛ Зейская ГЭС – Амурская №2.

Таблица 18 – Отклонения напряжения в узлах сети

Название	U_ном	U	dU
ЗГЭС 220 кВ	220.0	231.12	5.06
Новокиевка	220.0	231.85	5.39
Уландочка	220.0	231.58	5.26

Таблица 19 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
Завитая - БГЭС 220 кВ	429	960.0	44.7
Завитая - БГЭС 220 кВ	429	1250.0	34.3
Призейская - Тунгала	292	630.0	46.4
Завитая - Хвойная отп1.	200	630.0	31.8
Завитая - Хвойная отп2.	218	630.0	34.7

1	2	3	4
Тунгала - Февральская	296	630.0	46.9
Амурская 500 - БГЭС 500 кВ	550	1000.0	55.0
Мухинская/т - Сиваки/т 2С	359	630.0	57.0
Чалганы/т - Сиваки/т 1С	391	630.0	62.0
Чалганы/т - Ключевая	425	630.0	67.4
Короли/т - Хвойная отп2.	216	630.0	34.3
Шимановск/т - Мухинская/т	350	630.0	55.6
Ледяная/т 1С - Шимановск/т	327	630.0	51.9
ЗГЭС 220 кВ - Энергия 1С	355	1000.0	35.5
ЗГЭС 220 кВ - Призейская	294	630.0	46.6
ЗГЭС 220 кВ - Энергия 2С	353	1000.0	35.3
Энергия 1С - Светлая	330	1000.0	33.0
Энергия 2С - Светлая	318	1000.0	31.8
Ключевая - Светлая	564	1000.0	56.4
Сиваки - Сиваки/т 2С	374	630.0	59.4
Сиваки - Ключевая	382	630.0	60.6
Шимановск - Мухинская/т	359	630.0	57.0
Шимановск - Ледяная/т 2С	345	630.0	54.7
Ледяная - Ледяная/т 2С	332	630.0	52.6
Амурская 220 - Ледяная/т 1С	316	630.0	50.2

2) Рассмотрим второй вариант ремонт Зейская ГЭС – Амурская №1 и аварийное отключение ВЛ Бурейская ГЭС – Амурская.

Таблица 20 – Отклонения напряжения в узлах сети

Название	U_ном	U	dU
1	2	3	4
Сиваки/т 2С	220.0	233.47	6.12
Сиваки/т 1С	220.0	233.41	6.10
Мухинская/т	220.0	233.67	6.22
Чалганы/т	220.0	232.67	5.76
Шимановск/т	220.0	233.25	6.02
Ледяная/т 2С	220.0	233.13	5.97

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4
Ледяная/т 1С	220.0	233.30	6.04
Свободный	220.0	232.79	5.81
Энергия 2С	220.0	235.90	7.23
Энергия 1С	220.0	235.91	7.23
Светлая	220.0	235.78	7.17
Магдагачи	220.0	232.29	5.59
ЗГЭС 220 кВ	220.0	236.00	7.27
Ключевая	220.0	233.06	5.93
Сиваки	220.0	233.48	6.13
Шимановск	220.0	233.53	6.15
Ледяная	220.0	233.11	5.96
Новокиевка	220.0	233.66	6.21
Амурская 220	220.0	233.07	5.94
Сулус/т	220.0	232.58	5.72

Таблица 21 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
Завитая - БГЭС 220 кВ	665	960.0	69.2
Завитая - БГЭС 220 кВ	665	1250.0	53.2
Завитая - Хвойная отп1.	364	630.0	57.7
Завитая - Хвойная отп2.	394	630.0	62.5
Завитая - Варваровка	280	630.0	44.4
Белогорск 2С - Белогорск/т	294	630.0	46.7
Белогорск 2С - Свободный	201	630.0	32.0
Короли/т - Хвойная отп2.	390	630.0	62.0
Белогорск/т - Хвойная отп1.	311	630.0	49.4
Белогорск 1С - Короли/т	329	630.0	52.2
Белогорск 1С - Амурская 220	197	630.0	31.3
ЗГЭС 500 кВ - Амурская 500	594	1000.0	59.4

3) Рассмотрим второй вариант ремонт АТ1 ПС Амурская и аварийное отключение АТ2 ПС Амурская.

Таблица 22 – Отклонения напряжения в узлах сети

Название	U_ном	U	dU
Энергия 2С	220.0	233.45	6.11
Энергия 1С	220.0	233.46	6.12
Светлая	220.0	233.28	6.04

Таблица 23 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
Завитая - БГЭС 220 кВ	553	960.0	57.6
Завитая - БГЭС 220 кВ	553	1250.0	44.2
Завитая - Хвойная отп1.	288	630.0	45.8
Завитая - Хвойная отп2.	312	630.0	49.5
Завитая - Варваровка	218	630.0	34.6
Амурская 500 - БГЭС 500 кВ	410	1000.0	41.0
Белогорск 2С - Белогорск/т	220	630.0	34.9
Короли/т - Хвойная отп2.	310	630.0	49.2
Белогорск/т - Хвойная отп1.	237	630.0	37.7
Белогорск 1С - Короли/т	244	630.0	38.7
ЗГЭС 500 кВ - Амурская 500	301	1000.0	30.1

Для оптимизации режимов использовались следующие действия:

- 1) Включение и отключение реакторов на Зейской ГЭС и ПС Амурская.
- 2) Изменение состояния, мощности и напряжения генераторов Зейской и Бурейской ГЭС.

Данные по потерям сведены в таблицу 20.

Таблица 24 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	37
Отключение Зейская ГЭС – Амурская 1 и 2	79
Отключение Зейская ГЭС – Амурская и Бурейская ГЭС – Амурская	58
Отключение АТ 1 и 2 ПС Амурская	46

Схемы нормального и послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 7,8,9.

Выводы:

1) Загрузка станций в нормальном режиме работы составляет 1986 МВт, резерв мощности составляет 1354 МВт. Наличие большого резерва мощности помогает определить допустимость ввода нагрузочных мощностей.

2) Загрузка линий электропередач в нормальном и послеаварийных режимах находится в допустимых пределах, что помогает определить необходимость дополнительного электросетевого строительства.

3) Отклонения напряжений также находятся в допустимых пределах в нормальном и послеаварийных режимах. Это является хорошим признаком в определении допустимых и оптимальных режимов работы энергорайона и энергосистемы в целом.

Исходя из вышеперечисленного, по предварительному анализу ввод большой мощности нагрузки ГПЗ и ГХК является допустимым, что наилучшим образом повлияет на экономическое состояние Амурской области.

2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ИНТЕЛИАКТУАЛИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Термин "умная сеть" стал известен с 2003 года, когда он появился в статье "Спрос надёжности будет управлять инвестициями " Майкл Т. Burr. В этой работе перечислено несколько функциональных и технологических определений умной сети, а также некоторых преимуществ. Общим элементом для большинства определений является применение цифровой обработки данных и связи к электрической сети, что делает поток данных и управления информацией ключевыми технологиями умных сетей. Различные возможности широкой интеграции цифровых технологий, а также интеграция новой сети информационных потоков для контроля над процессами и системами являются ключевыми технологиями при разработке умных сетей.

Основные технологии умных сетей появились из-за ранней попытки использования электронного управления, измерения и мониторинга. В 1980 году автоматическое считывание показаний счетчиков было использовано для мониторинга потребления энергии крупных клиентов, и превратилась в Интеллектуальный счётчик 1990-х годов, который сохраняет информацию о том, как электроэнергия использовалась в разное время дня. Интеллектуальный счётчик находится в непрерывной связи с производителем энергии, то есть мониторинг происходит в режиме реального времени, и может быть использован в качестве интерфейса для устройств быстрого реагирования на спрос и "умные розетки". Ранние формы управления спросом были устройствами, которые пассивно определяли нагрузку на энергосистему, контролируя изменения частоты источника питания. Такие устройства, как промышленные и бытовые кондиционеры, холодильники и обогреватели могли корректировать свой рабочий цикл, чтобы избежать запуска во время пиковой нагрузки сети. Начиная с 2000 года итальянский проект Telegestore первым использовал большую сеть домов с использованием смарт-счётчиков соединённых через цифровую сеть, используя саму линию электропередачи. В одних случаях были использованы технологии широкополосного доступа по линии электропередачи, в других - беспроводные

технологии, такие как Ячеистая топология для более надежного подключения к различным устройствам в доме, а также поддержку учета других коммунальных услуг таких как газ и вода.

Предпосылки создания «умных» сетей:

1. Дефицит источников электрической энергии. В прошлом веке рост электропотребления был обусловлен бурным ростом промышленности и экономики, и спрос потребителей несложно было спрогнозировать, а значит, обеспечить оптимальное планирование развития энергетических объектов. За последние 10–20 лет ситуация изменилась: возникло множество новых и улучшенных технологий, приспособлений, приборов и инструментов, которые питаются исключительно за счет электрической энергии, широкое использование которых потребителями резко увеличивает объемы потребляемой электрической энергии и создает перегрузки на тех участках сети, на которых еще 15 лет назад это было невозможно. Средний размер энергопотребления в бытовом секторе с 1970 г. (к настоящему времени) увеличился примерно вдвое как в России, так и за рубежом. Что касается использования различных электро-бытовых приборов, то более 15 % сегодняшнего потребления идет на оборудование, которое не применялось до 1990 года [10].

2. Постоянно растущие требования к надежности и качеству электроснабжения со стороны потребителей, которые, по мнению экспертов, в ряде случаев являются чрезмерно завышенными. Не так давно вопрос качества электроснабжения был проблемой только для отдельных категорий крупных промышленных потребителей. В настоящее время проблема качественного электроснабжения затрагивает уже всех потребителей: население и коммунальные потребители выражают беспокойство, обусловленное аварийными отключениями, наглядно демонстрирующими недостаточно высокое качество электроснабжения. По мнению зарубежных экспертов, в ближайшие 20 лет качество электроснабжения станет самой большой проблемой в отрасли.

3. Постоянно растущие стоимости электрической энергии во всем мире: несмотря на политику сдерживания тарифов на электрическую энергию, они продолжают рост и в России, и за рубежом.

4. Снижение общесистемных затрат. В своем нынешнем состоянии большинство магистральных и распределительных сетей не в состоянии обеспечить эффективное подключение большого количества малых электростанций (распределенная генерация), работающих в том числе на возобновляемых источниках энергии. Вырабатываемая этими электростанциями энергия на сегодня, как правило, не обеспечена должным образом диспетчерским управлением, а мощность отдаваемой в сеть электроэнергии зависит от природных условий либо от желания владельца электростанции. Несмотря на то что распределенные источники могут произвести существенную долю электроэнергии в энергосистеме, при отсутствии эффективного управления электрическими сетями распределенные источники не смогут заменить существующие классические электростанции. Последние должны будут продолжать в полном объеме оказывать системные услуги (регулирование частоты и напряжения, обеспечение резервов мощности и пр.), требуемые для поддержания надежности электроснабжения. По ряду политических и экономических причин в Европе, например, ожидается значительный рост мощностей за счет распределенной генерации. [10].

Факторы технологического прогресса:

1) появление и развитие новых технологий, устройств и материалов (в том числе в других отраслях), потенциально применимых в сфере электроэнергетического производства, и в первую очередь нарастающие темпы и масштабы развития компьютерных и информационных технологий;

2) интенсивный рост количества малых генерирующих (в первую очередь возобновляемых) источников энергии в мире;

3) общая тенденция к повышению уровня автоматизации процессов.

Факторы снижения надежности:

- 1) возрастающий уровень износа оборудования; у необходимость массовых инвестиций в реновацию основных фондов;
- 2) снижение общего уровня надежности электроснабжения;
- 3) высокий уровень потерь при преобразовании, передаче и распределении электроэнергии.

Факторы повышения требований потребителей:

- 1) ужесточение требований к набору (линейке) и качеству услуг;
- 2) ожидание снижения ценовых параметров услуг отрасли;
- 3) требования к информационной прозрачности системы взаимоотношений субъектов электроэнергетических рынков, в первую очередь с потребителями.

В качестве наиболее значимых при этом можно выделить: возможность дальнейшего наращивания объемов, повышения эффективности генерирующих компаний, в том числе в силу исчерпаемости невозобновляемых энергоресурсов, появления существенных экологических ограничений в долгосрочной перспективе; сдерживание развития сетевой инфраструктуры, в первую очередь в районах с высокой плотностью населения, все более возрастающими техногенными и инфраструктурными рисками развития; низкий потенциал повышения эффективности использования ресурсов (существующая технологическая база электроэнергетики практически исчерпала возможности значительного повышения производительности оборудования); ограниченность инвестиционных ресурсов для строительства новых энергетических объектов и развития сетевой инфраструктуры. Результаты исследований за рубежом показали, что учет всех факторов и связанных с ними рисков развития электроэнергетики в будущем требует пересмотра традиционных подходов, принципов и механизмов ее функционирования, выработки новых, способных обеспечить устойчивое развитие, прорывное повышение потребительских свойств и эффективности использования энергии. Это решение потребовало разработки

новой концепции инновационного развития электроэнергетики, которая, с одной стороны, соответствовала бы современным взглядам, целям и ценностям социального и общественного развития, формирующимся и ожидаемым потребностям людей и общества в целом, а с другой — максимально учитывала основные тенденции и направления научно-технического прогресса во всех отраслях, сферах жизни и деятельности общества.

Основными идеологами разработки этой концепции выступили США и страны ЕС, принявшие ее за основу своей национальной политики энергетического и инновационного развития. В последующем, как уже отмечалось, концепция Smart Grid получила признание и развитие практически во всех крупных индустриально развитых и развивающихся странах.

2.1 Стратегическая цель и принципы концепции ИЭС ААС.

ИЭС ААС представляет собой электроэнергетическую систему нового поколения, основанную на мультиагентном принципе организации и управления её функционирования и развития, с целью обеспечения эффективного использования всех ресурсов (природных, социально-производственных и человеческих) для качественного, эффективного и надёжного энергоснабжения потребителей за счёт гибкой системы взаимодействия всех её субъектов (всех видов генерации, электрических сетей и потребителей) на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной иерархической системы управления.

В ИЭС ААС обеспечиваются ключевые положения, основанные на социальной направленности с высоким общественным имиджем, в т.ч.:

- достаточность (по мощности, объёму и графику электропотребления) энергетических услуг надлежащего качества;

- допустимость (технологическую и социально-экологическую) совместной работы систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения при поддержке необходимого уровня резервирования и надёжности энергоснабжения;

- доступность предоставления услуг (подключения) и передачи электроэнергии в соответствии с экономически обоснованным спросом.

При этом ИЭС ААС должна обеспечить:

- стандартизованный высокотехнологичный гибкий интерфейс «генерация – сеть», «потребление – сеть»;
- эффективное использование электроэнергии за счёт ситуационного регулирования нагрузки с максимальным учётом требований (в том числе экономических) потребителей;
- регулирование обменов мощности с соответствующей системой управления активными элементами ААС и объектами генерации на базе новой сетевой топологии;
- реализацию адаптивной реакции энергосистемы в режиме реального времени на основе сочетания централизованного и местного режимного и противоаварийного управления в нормальных и аварийных режимах;
- освоение новых информационных ресурсов и технологий для оценки ситуаций, выработки и принятия оперативных и долговременных решений;
- расширение рыночных возможностей инфраструктуры путём взаимного оказания широкого спектра услуг субъектами рынка и инфраструктурой.

Особенностью Концепции является комплексный подход к рассмотрению электроэнергетической системы в иерархическом взаимодействии основных технологических подсистем и взаимосвязи выполняемых функций. Особую сложность представляет верхний уровень функционирования и управления в ЕЭС. Данный уровень отличается высокой технологичностью процессов управления, развитыми системами быстродействующей релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики, новейшими автоматизированными системами учета высоковольтных подстанций, налаженной работой системы оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления с использованием EMS/ SCADA, мощными, хорошо защищёнными телекоммуникациями и информационным обеспечением [1].

Интеллектуальная сеть должна обеспечивать решение следующих задач:

- доступность любых видов генерации и потребителей электрической энергии к услугам электросетевой инфраструктуры;

- «активность» потребителей электроэнергии за счёт их оснащения интеллектуальными системами учёта с возможностью оперативного, ситуационного управления составом и мощностью подключённых электроустановок;
- нормированное качество электроэнергии, обеспечение «цифрового» качества электроэнергии, задаваемого развитием мегаполисов, инноградов, научно-технических центров;
- оптимизация производства и потребления электроэнергии за счёт регулирования нагрузки с максимальным учётом требований потребителей (в том числе и экономических), а также повышения пропускной способности линий электропередачи;
- максимальная самодиагностика, предупреждение системных сбоев, развитие технологий самовосстановления схем электроснабжения как следствие снижения недоотпуска электроэнергии потребителям;
- расширение рыночных возможностей инфраструктуры путём взаимного оказания широкого спектра услуг субъектами рынка и инфраструктурой;
- использование оптимальных инструментов и технологий эксплуатации и обслуживания активов;
- повышение наблюдаемости сети (сбора информации) о текущем состоянии сети и её элементов (включая внешние воздействия окружающей среды), а также обработки данной информации в режиме реального времени;
- развитие и развёртывание систем мониторинга природно-климатических воздействий.

Интеллектуальная или активно-адаптивная сеть представляет собой совокупность подключённых к генерирующим источникам, распределительным электрическим сетям и потребителям электроэнергии элементов электрических сетей высокого и сверхвысокого напряжения и систем управления, включающих:

- линии электропередачи, оснащённые при необходимости установками для изменения продольных и поперечных реактивных сопротивлений, а также автоматизированными системами контроля их технического состояния

(температура и стрела провеса провода, наличие гололёдообразования, исправность систем защиты от грозových и коммутационных перенапряжений, состояние подвесной и воздушной изоляции);

- устройства электромагнитного преобразования электроэнергии с широкими возможностями регулирования параметров (напряжения по модулю и по фазе, мощности реактивной и активной, преобразования рода тока – переменного и постоянного) и других параметров, а также средства накопления и аккумуляирования энергии;

- коммутационные аппараты с высокой отключающей способностью и большим коммутационным ресурсом;

- исполнительные механизмы, позволяющие в реальном масштабе времени воздействовать на активные элементы сети, изменяя её параметры и топологию (конфигурацию и сопротивления);

- большое количество датчиков положений и текущих режимных параметров, достаточное для обеспечения оценки состояния сети в нормальных, предаварийных, аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы, с высокой скоростью съёма показаний в цифровом виде;

- современные цифровые устройства защиты и автоматики;

- информационно-технологические и управляющие системы, в т.ч. программное обеспечение и технические средства адаптивного управления с возможностью воздействия в реальном масштабе времени на активные элементы сети и электроустановки потребителей;

- быстродействующую многоуровневую управляющую систему с соответствующим информационным обменом для управления и контроля состояния системы в целом, её частей и элементов с различными временными циклами для разных уровней управления;

- систему координации управляющих воздействий при обменах с локальными (самобалансированными, содержащими объекты малой и распределённой генерации) центрами управления при возникновении небалансов, включая аварийные ситуации.

Оценка эффектов от снижения операционных и эксплуатационных затрат энергетических компаний.

Основными источниками снижения операционных и эксплуатационных затрат в энергетической системе на базе концепции умных сетей являются:

- снижение количества выездов работников на аварии и проведение оперативной диагностики, числа перебоев и высокой платы за электроэнергию за счет автоматического отключения и повторного включения;

- переход от планового технического обслуживания по времени к обслуживанию по состоянию оборудования за счет проведения наблюдений за состоянием активов в режиме реального времени;

- снижение риска перегрузки оборудования путем использования оперативной информации о состоянии сетевых активов благодаря технологиям мониторинга Smart Grid;

- снижение потерь при распределении электроэнергии более чем на 30 % за счет оптимизации производительности электростанций и баланса энергосистемы.

Что касается снижения риска перегрузки оборудования, то наибольший эффект достигается в случае с силовыми трансформаторами, так как эти многомиллионные активы имеют реальный срок службы около 40 лет, а значительный процент парка трансформаторов в США (и во всем мире) приближается или уже перешагнул через эту отметку. Многофункциональные датчики, которые постоянно проводят наблюдение за рядом физических параметров оборудования для выявления первых признаков развивающихся повреждений, передают информацию в Центр управления вместе с проведенным анализом технического состояния, что помогает своевременно провести техническое обследование, ремонт или замену ненадежного оборудования.

Снижение затрат промышленных потребителей.

Коммерческие и промышленные потребители смогут получить значительные выгоды от внедрения концепции Smart Grid. Так, электродвигатели, потребляющие примерно 65 % электроэнергии, за счет небольших

усовершенствований эффективности своей работы могут привести к значительным сбережениям затрат на электроэнергию. Проведенные в США исследования показывают, что ежегодно могут быть сэкономлены 85 млрд кВт·ч при использовании высокоэффективных двигателей для приводов с регулированием скорости вращения. Приводы с регулированием скорости вращения могут сократить потребляемую двигателем электроэнергию на 60 %. В дальнейшем такие приводы смогут автоматически отвечать на ценовые сигналы предприятия; это может оказать серьезное влияние на общие потребности фирмы в электроэнергии и на ее затраты, а также на выгоды, получаемые обществом в целом

Оценка экологических эффектов реализации концепции умных сетей. Страны всего мира посредством ужесточения законодательства решают проблемы загрязнения окружающей среды и роста объемов выбросов парниковых газов. Согласно NREL9 «чтобы адаптировать свой бизнес к условиям глобальной окружающей среды, компании сталкиваются с различными трудностями». По данным NREL, выбросы углерода в США с 1700 млн т в год в 2008 г. увеличатся до 2300 млн т к 2030 году. В связи с этим NREL показывает, что компании посредством внедрения программ энергоэффективности и использования возобновляемых источников энергии (далее — ВИЭ) не только могут остановить этот рост, но и имеют возможность снизить выброс углерода до уровня ниже чем 1000 млн т углерода к 2030 г.

Применение технологий Smart Grid позволит сократить выброс углерода за счет:

- усиления ответной реакции на спрос/управление нагрузкой с целью минимизации использования дорогостоящей пиковой электроэнергии, для выработки которой используются энерго блоки, имеющие сравнительно низкую эффективность использования топлива;

- содействия повышению энергоэффективности посредством информирования потребителей в результате осуществления разъяснительных информационных программ и тарифного меню;

- уменьшения изменчивости (непостоянства) производительности возобновляемых источников энергии;
- интеграции электромобилей, распределенных источников энергии, работающих за счет энергии ветра и солнца, и других форм распределенной генерации.

2.2 Современное состояние проблемы интеллектуализации электрических сетей.

В [6] автор отмечает, что последнее время в России наблюдается растущий интерес к бурно развивающемуся в последнее десятилетие во всем мире направлению преобразования электроэнергетики на базе новой концепции, получившей название Smart Grid. Трактуются сегодня во всем мире как концепция инновационного преобразования электроэнергетики, поскольку именно пересмотр ряда существующих базовых принципов модернизации отрасли и вытекающие отсюда масштабы и характер задач обуславливают такое внимание к этому направлению. В основу концепции положены комплексная и всесторонне согласованная система взглядов на роль и место электроэнергетики в современном и будущем обществе, совокупное видение целей ее развития и подходов к их достижению, а также определение необходимого технологического базиса для реализации. В монографии представлены результаты проведенного авторами исследования многочисленных публикаций, материалов по данному вопросу, представленных компаниями и научноисследовательскими институтами в России и за рубежом, на основе которых сформулированы основные положения развиваемой за рубежом концепции, начиная от причин ее возникновения и идентификации проблем, принятых подходов к их решению до выработанных принципов, методов и механизмов реализации. В монографии рассмотрены основные функциональные отличия вновь создаваемого на базе концепции Smart Grid технологического базиса, организационные формы, методы и механизмы реализации концепции Smart Grid в мире, а также представлена позиция авторов по оценке возможностей и перспектив внедрения концепции Smart Grid в российской энергетике.

В [7] рассматриваются различные технологии управления потоками электроэнергии и вопросы повышения эффективности работы энергосистем, связанные с его основным оборудованием. Дан анализ современного состояния электрических систем и их оборудования. Показана необходимость и возможность комплексного решения проблемы по преобразованию электроэнергетики в рамках интеллектуальных линий электропередач (Smart grids) с использованием современного развития техники и в первую очередь приборов силовой электроники. Приведены конкретные примеры по реализации на практике отдельных направлений развития электроэнергетики.

В [16] рассматривается концепция интегрированных интеллектуальных энергетических систем с учетом специфики российской энергетики. Вводится трехслойная структура в трех измерениях, представляющая различные аспекты рассмотрения интегрированных интеллектуальных энергетических систем. Формулируются задачи исследований таких систем на разных уровнях.

В [25] рассматривается интеллектуальная система для предотвращения крупных аварий в энергосистемах. Надежная эксплуатация крупных объединенных энергосистем не может быть достигнута без полного понимания поведения системы во внестатных и аварийных условиях. Существующая практика управления отдельными частями системы без знания «полной картины» может потенциально привести к еще большим рискам крупных системных аварий. Предложен интеллектуальный подход, позволяющий свести к минимуму угрозу масштабных отключений в электроэнергетических системах. Предлагаемая система состоит из двух основных частей: нейросетевая предупредительная система оценки для раннего выявления предаварийных состояний в энергосистеме и иерархическая мультиагентная автоматика для предотвращения лавины напряжения. Эффективность интеллектуального подхода продемонстрирована на модифицированной 53-узловой тестовой схеме IEEE.

В [26] представлена концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС), разработанная ОАО

«НТЦ электроэнергетики» в 2011 г. по заказу ОАО «ФСК ЕЭС» с привлечением ряда отраслевых и академических институтов, в том числе ОАО «Институт Энергосетьпроект», ОИВТ РАН, ИСЭМ РАН, ИНЭИ РАН, ИПУ РАН, ГУ ИЭС, ВШЭ, МЭИ(ТУ). Концепция предназначена для определения принципиальных подходов к построению инновационной Единой национальной электрической сети (ЕНЭС), соответствующей наиболее современным требованиям развития электроэнергетики, и охватывает иерархию задач управления режимами функционирования Единой электроэнергетической системы (ЕЭС), передающих и распределительных сетей в контексте совершенствования технологий производства, передачи, преобразования, распределения и потребления электрической энергии.

В [15] отмечается, что переход к качественно новым системам автоматизации и управления возможен при использовании стандартов и технологий цифровой подстанции, к которым относятся: Стандарт МЭК 61850 (модель данных устройств, унифицированное описание подстанции, протоколы вертикального (MMS) и горизонтального (GOOSE) обмена, протоколы передачи мгновенных значений токов и напряжений (SV); Цифровые (оптические и электронные) трансформаторы тока и напряжения; Аналоговые мультиплексоры (Merging Units); Выносные модули УСО (Micro RTU); Интеллектуальные электронные устройства (IED). Подробно рассматривается структура Цифровой подстанции, выполненная в соответствии со стандартом МЭК 61850. Действующий прототип Цифровой Подстанции был представлен на выставке «Электрические сети России-2011».

В [27] рассматриваются задачи управления техническим состоянием производственных активов объектов энергетики при реализации концепции Smart Grid. Реализацию концепции активно-адаптивных сетей (Smart Grid) следует рассматривать как комплексное решение проблемы управления производственными активами объектов электроэнергетики с учетом их фактического технического состояния. Решение поставленных задач имеет

существенное значение для перехода к системе ТОиР ЭО по ТС, а также управления процессом его эксплуатации в зависимости от полученных значений показателей надежности при воздействии эксплуатационных факторов в различных условиях и режимах функционирования.

В [19] производится оценка надежности элементов интеллектуальной электрической сети на основе облачной теории. В процессе формирования концепции и создания интеллектуальной электрической сети возникает необходимость оценки надежности как отдельных ее элементов, так и всей сети в целом. Для элементов интеллектуальной сети традиционный метод оценки надежности можно использовать только в сочетании с представляемым в статье методом, основанном на облачных вычислениях. Данный факт объясняется зависимостью показателей надежности элементов интеллектуальной сети от условий эксплуатации, описываемых качественными понятиями, влиянию которых можно дать количественную оценку посредством использования теории нечетких множеств. В качестве примера использования нового метода в статье приводится оценка надежности системы управления типа «звезда» цифровой подстанцией.

В [28] рассмотрены основные характеристики фазоповоротных устройств с тиристорными коммутаторами, обеспечивающие возможность их эффективного применения в активно-адаптивных электрических сетях. Показаны основные особенности проектирования фазоповоротных устройств с коммутаторами на базе силовых полупроводниковых приборов.

В [29] дан анализ подходов к системе оценки состояния воздушных линий электропередач «ФСК ЕЭС»; проведен обзор существующих систем мониторинга ВЛ; предложено решение для построения единой системы оценки состояния (мониторинга) воздушных линий в концепции ИЭС ААС.

В [30] рассмотрена реализация энергоинформационных распределительных сетей на основе технологии компьютерных сетей, интернет-сервисов, распределенной генерации и устройств FACTS для накопления электроэнергии и управления потоком мощности. Указанные сети

позволяют снизить пики нагрузки и резервные мощности генераторов системы, уменьшить потери и затраты потребителей.

В [31] дана оценка интеллектуальным сетям. Появившиеся технологии интеллектуальной сети позволяют потребителям подключать к энергосистеме малые генераторы. Оценка интеллектуальной сети как реального опциона предполагает выбор оптимального момента времени и оптимальной мощности для установки генератора каждым подключенным к сети потребителем.

В [32] автор предлагает внедрение в России новой информационной технологии в области транспортировки, продажи и покупки электроэнергии, которая позволит сделать эти процессы фактически прозрачными. Технология основана на использовании результатов многолетних исследований по обработке статистическими методами информации, получаемой от установленных современных приборов различных типов и конструкций.

В [33] рассмотрены некоторые подходы к созданию российской «умной энергетики» и отмечена важность развития интеллектуальных технологий в ТЭК. В частности, дано описание микропроцессорных систем релейной защиты и противоаварийной автоматики отечественного производства, построенных на единой программноаппаратной платформе.

В [34] рассмотрена концепция Smart Grid, ее возможности и перспективы инновационного развития энергетики. В России растет интерес к активно развивающемуся в последнее десятилетие во всем мире направлению преобразования энергетики на базе новой концепции интеллектуального развития Smart Grid. В статье оцениваются предпосылки и перспективы инновационного развития отечественной энергетики на примере ОАО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

В [35] представлена классификация видов потенциальных эффектов создания интеллектуальной энергосистемы в российской экономике и методика системной оценки эффектов в элементах технологической энергетической цепочки, обусловленных применением интеллектуальных технологий. Выполнена оценка экономической эффективности использования интеллектуальных

технологий в отечественной электроэнергетике на примере накопителей энергии большой мощности.

В [36] рассмотрено значение интеллектуальных электросетей в развитии регионов России. Система энергоснабжения регионов имеет сложный состав, как по числу используемых энергоносителей, так и по структуре коммуникаций. Система теплоснабжения, как правило, сконцентрирована вокруг жилых центров, а системы электроснабжения и газоснабжения охватывают практически все освоенные регионом территории. Для системы электроснабжения региона наиболее перспективным решением является интеллектуальная сеть (smart grid).

В [37] отрабатываются технологии повышения энергоэффективности электросетевого комплекса ЕНЭС на базе цифрового Полигона интеллектуальных энергосистем. Работа посвящена вопросам оценки эффективности технологий применения различных инновационных мероприятий для обеспечения энергосбережения и повышения энергетической эффективности функционирования Единой национальной электрической сети (ЕНЭС). В первой части статьи приводится перечень энергоэффективных технологий, обработка которых выполняется в ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС». Вторая часть статьи посвящена описанию программно-аппаратной среды («Полигон ИЭС ААС»), предназначенной для испытаний новых решений в области интеллектуальной энергетики и, в том числе, энергоэффективных технологий.

В [38] приводятся примеры практической реализации концепции Smart Grid одного из ведущих отечественных разработчиков программных и технических средств в этой области. Рассмотрена система комплексной автоматизации для магистральных и распределительных подстанций, а также электростанций с использованием технологий "цифровой подстанции", электронных бланков переключений и реализацией удаленного управления энергообъектами. Кроме того, приведено решение для автоматизации комплектных трансформаторных подстанций полной заводской готовности, а также автоматизированная система технического обслуживания и ремонта оборудования.

В [39] рассматриваются пути к повышению энергоэффективности и гибкому управлению спросом на электроэнергию). Создание гибкой, эффективной, цифровой, надёжной и стойкой электроэнергетической сети, также как и развитие возможностей возобновляемых и распределённых источников электроэнергии, может оказаться лучшим путём к увеличению энергоэффективности и надёжности энергоснабжения. Тем не менее, до сих пор остаётся некоторая путаница в определении и описании «умных» сетей: Что это – «умные» сети? Что необходимо сделать, чтобы они стали реальностью? Как они могут способствовать развитию энергоресурсов? Автор книги подробно отвечает на все вопросы, связанные с развитием, разработкой и внедрением «умных» сетей; рассматривает последние инновационные технологии, поддерживающие их развитие; даёт объяснение тому, как «умные» сети могут способствовать интеграции возобновляемых источников электроэнергии. Среди наиболее важных вопросов – «умный» учёт электроэнергии; сохранение электроэнергии, полученной от возобновляемых источников; экологические автомобили; гибкое регулирование спросом; стратегии действий при сбоях электросети; микро-сети для неэлектрифицированных регионов; детальное освещение способов интеграции ветровой и солнечной электроэнергии.

В [40] предпринимаются попытки определения такого подхода к решению задач безопасности промышленных сетей, который бы учитывал уникальные характеристики сети и протокола отдельной промышленной системы управления, правила её эксплуатации, а также принимал бы во внимание всё разнообразие стандартных элементов управления. Несмотря на то, что многие описанные в книге современные технологии были созданы на основе традиционных промышленных методов обеспечения безопасности и быстро предоставляют доступные инструменты защиты информации, данных о конкретных способах применения таких технологий недостаточно.

В [41] авторы книги предлагают читателям новую точку зрения на силовую электронику и переосмысливают основные подходы к распределительным электроэнергетическим сетям. Большое значение уделено

авторами издания потенциальным выгодам внедрения возобновляемых источников электроэнергии и распределённой генерации, а также способам и особенностям их применения в будущих «умных» электроэнергетических сетях. Трансформация существующих электрических сетей в «умные» (гибкие и интерактивные) сети требует развития, распространения и демонстрации ключевых технологий, оптимальных по соотношению «цена-качество» (например, инновационных методов объединения энергосистем, а также технологий хранения электроэнергии, получаемой от возобновляемых источников электроэнергии и т.д.).

В [42] освещаются различные стороны будущих преобразований, даётся обзор нормативно-правовых усилий, предпринимаемых с 1990 с последующим уклоном в сторону проблем глобального потепления. Для широкого круга читателей приводится полное детальное описание кардинальных изменений, которые «умные» сети могут привнести в работу электроэнергетических компаний. Значительное место уделено рассмотрению реальных проблем (в том числе необходимости уменьшения объёмов выброса парниковых газов), с которыми должна столкнуться электроэнергетика в то время пока будет производиться переоборудование и поиск финансирования новых источников и систем. Автор предоставляет читателям ценные сведения о государственной политике и регулятивной реформе, проведение которых необходимо для устранения вышеописанных трудностей. Кроме расчёта стоимости и описания практической необходимости того или иного решения, в книге приводятся интервью с экспертами в той или иной области: экономистами, директорами электроэнергетических компаний, инженерами. В дополнение к этому, даёт краткую историю развития электроэнергетического бизнеса и рассматривает новые коммерческие модели, ориентированные на решение задачи энергоэффективности.

В [43] авторы этого современного издания дают полный обзор развития и усовершенствования «умных» сетей в 21 веке (smart grid 1.0). Книга предоставляет читателям полное понимание архитектуры стандартной «умной» сети и её

составных блоков, включая электростанции, передающие подстанции, систему распределения электроэнергии и измерительные устройства. Кроме того, в этом издании рассматривается следующий шаг на пути развития «умных» сетей, предполагающий взаимосвязанные «умные» сети и модернизированную энергетическую энергосистему (smart grid 3.0). В качестве объекта изучения авторы взяли дизайн и конструкцию первой городской «умной» сети, построенной в США. Результатом исследования стала разработка практического руководства по успешному использованию различных инструментов и техник для преодоления всевозможных технологических и организационных проблем, связанных с созданием современных «умных» сетей (smart grid 2.0).

2.3 Мировой опыт интеллектуализации электрических сетей

Основными идеологами концепции ИЭС ААС выступили США и страны Европейского Союза (ЕС), принявшие ее как основу своей национальной политики энергетического и инновационного развития. В последующем концепция Smart Grid получила признание и развитие практически во всех крупных индустриально развитых и динамично развивающихся странах, где развернут широкий спектр деятельности в этом направлении. Наиболее масштабные программы и проекты разработаны и реализуются в США и странах Евросоюза, Канаде, Австралии, Китае и Корее: так, например, в США такая программа имеет статус национальной и осуществляется при прямой поддержке политического руководства страны, а в странах Европейского Союза для координации работ и выработки единой стратегии развития электроэнергетики в 2004 году создана технологическая платформа Smart Grids – «Европейская энергетическая система будущего», конечной целью которой является разработка и реализация программы развития Европейской энергетической системы до 2020 года и далее. Smart Grid рассматривается за рубежом, прежде всего, как концепция инновационного преобразования электроэнергетики на основе целостной системы видения ее роли и места в современном и будущем обществе, определяющем требования к ней, подходов к обеспечению этих требований, принципов и способов осуществления и необходимого технологического базиса для реализации, в

которой новым технологиям и устройствам отводится роль одного из основных способов и инструментов осуществления этой концепции. В основу концепции положена разработанная целостная и всесторонне согласованная в обществе система взглядов (видения) на роль и место электроэнергетики на перспективу, целей и требований к ее развитию, подходов к их осуществлению, принципов и способов реализации и создания необходимого технологического базиса. Наиболее отчетливо и полно это сформулировано в основополагающих материалах, представленных государственными структурами ЕС и США.

На рисунке 10 представлена схема целевой интеллектуальной сетевой инфраструктуры США, которая показывает взаимодействия между основными игроками. Национальный институт стандартов США (отвечает за координацию работ по Smart Grid и стандарты в данной сфере) в своём видении архитектуры интеллектуальной энергетики выделяет электрические сети, а также технологии их модернизации как фундамент общего развития.

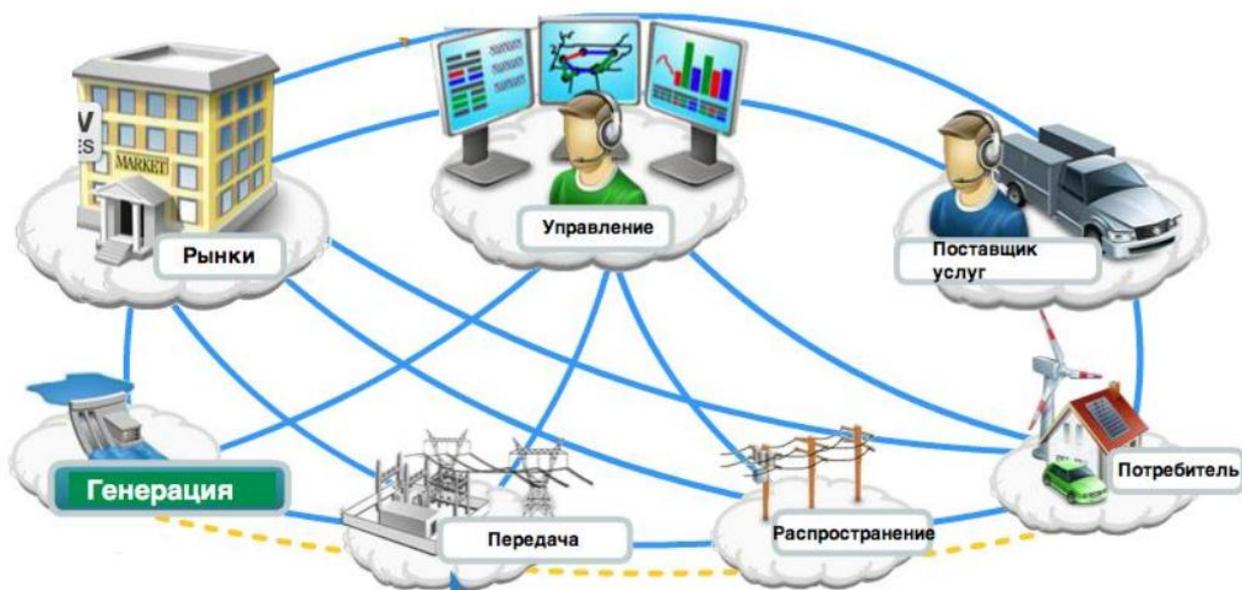


Рисунок 10 - Пространство интеллектуальной энергетики по версии Национального института стандартов США.

Причины возникновения новой концепции связаны, в первую очередь, с тем, что последние десятилетия прогнозируемое развитие во всем мире характеризуется возникновением целого ряда факторов, определяющих необходимость кардинальных преобразований в электроэнергетике:

- постоянное повышение стоимости электроэнергии во всем мире;
- необходимость повышения энергетической и экологической эффективности электроэнергетики;
- рост требований потребителей к надежности и качеству электроснабжения появление прогрессивных технологий в результате НТП, не нашедших должного применения в современной электроэнергетике;
- снижение надежности энергоснабжения;
- изменение условий функционирования рынков электроэнергии и мощности. Исходя из этого, за рубежом был проведен глубокий анализ возможных путей развития электроэнергетики, результаты которого показали наличие серьезных ограничений возможностей развития отрасли, в рамках прежней экстенсивной концепции, основанной преимущественно на улучшении отдельных видов оборудования и технологий, обладающих даже более совершенными по сравнению с достигнутыми на сегодня функциями и характеристиками.

Мониторинг активности в электросетевой сфере за рубежом показывает, что уровень инновационности принимаемых решений в распределительном комплексе выше, чем в передаче высокого напряжения. Это объясняется целой совокупностью факторов, и прежде всего, это следствие необходимости присоединения ВИЭ и распределенной генерации, а также непосредственной связью с потребителем. Тем не менее, сети высокого напряжения являются важнейшей составляющей концепции Smart Grid, что подтверждается широким спектром пилотных проектов и инновационных решений в этой области. Выделим лишь несколько примеров реализации в магистральных сетях за рубежом:

1. Мультиуровневые технологии VSC (Voltage-Sourced Converter) для передачи электроэнергии. Siemens Energy, США и Германия. Инновационные решения HVDC (High Voltage Direct Current) и FACTS (Flexible AC Transmission Systems), реализуемые в рамках проекта, обеспечивают адаптацию к новым вызовам умной сети. Новые технологии силовой электроники с самокоммутирующимися конвертерами обеспечивают усовершенствованные

технические характеристики, такие как независимое управление активной и реактивной мощностью, способность снабжать слабые или пассивные сети, а также меньшие требования по пространству для размещения VSC стал стандартом для самокоммутирующихся конвертеров и будет все больше использоваться в системах высокого напряжения в будущем [2].

2. Разработка технологии оперативного контроля для автономных энергосистем, Central Research Institute of the Electric Power Industry (CRIEPI), (Токуо).) Этот проект является частью программы внедрения автономных энергосистем, целью которой является обеспечение подключения и эффективная эксплуатация распределенной генерации, предотвращая влияние на качество электроснабжения и безопасность. Целью проекта является демонстрация метода непрерывного электроснабжения в условиях изолированного функционирования высоковольтной секции сети, используя Loop Power Control, а также разработка и демонстрация изолированного функционирования распределительной сети низкого напряжения с ВИЭ, аккумуляторами электроэнергии и технологией отключения отдельной потребительской нагрузки. Были проведены демонстрационные испытания, которые подтвердили, что в результате применения разработанного метода изолированное функционирование всей сети низкого напряжения может продолжаться во время аварий, не допуская отключений у домашних потребителей.

3. «Strong Smart Grid». Проект китайской сетевой компании State Grid совместно с McKinsey: 49 State Grid планирует развернуть систему Смарт Грид, в которую входит передача сверхвысокого напряжения (UHV) с усовершенствованными учетными приборами (AMI) и модернизированными сетевыми устройствами к 2020 году. Устройствам сети уделяется особое внимание в краткосрочном периоде, поскольку Китай планирует развить систему передачи на сверхвысоком напряжении, чтобы улучшить передачу мощности из энергоизбыточных центральных и западных районов в энергодефицитные районы побережья [1].

В качестве примера успешного внедрения элементов интеллектуальной сети в России можно привести ввод в конце 2009 года батарей статических конденсаторов на подстанции 500 кВ «Означенное» (Республика Хакасия). В результате была значительно повышена надежность работы Хакасского энергоузла. В 2013 году для повышения надежности электроснабжения потребителей Хакасии на 13 линии электропередачи 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая было внедрено управляемое устройство продольной компенсации. В ближайшем будущем элементы активно-адаптивной сети будут применяться на линиях электропередачи 220 кВ вдоль трассы БАМ для нормализации уровня напряжения, а также в крупных мегаполисах для сегментного построения электрической сети, что позволит снизить риски коротких замыканий, стабилизировать напряжение и повысить качество энергоснабжения жилых массивов.

ПС 500 кВ Ново-Анжерская ОЭС Сибири — СТК-2 \pm 100 МВАр, 11 кВ — головной образец СТК, введен в промышленную эксплуатацию в 2004 г. Обеспечил стабилизацию напряжения и снижение перетоков реактивной мощности, разгрузку системообразующих автотрансформаторов Кузбасского ПМЭС.

ПС 330 кВ Советск ОЭС Северо-Запада — УШР 25 МВАр, 121 кВ — управляемый подмагничиванием УШР, введенный в опытно-промышленную эксплуатацию в 2003 г. Обеспечил автоматическую стабилизацию напряжения на шинах ПС и в прилегающей сети.

ПС 500 кВ Хабаровск ОЭС Востока — УШР 100 МВАр, 242 кВ — ввод в 2004 г. Обеспечил автоматическую стабилизацию напряжения на шинах ПС и в прилегающей сети.

Энергоблок № 3, ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго» — АСТГ 160 МВт, 15,75 кВ с управляющей обмоткой — введен в 2007 г. в составе ПГУ — 450 Т. Обеспечил улучшение схемы выдачи мощности ТЭЦ, большую надежность в электроснабжении потребителей, разгрузку системообразующих автотрансформаторов сети 500 и 220 кВ, стабилизацию уровней U сети 220 кВ.

На ПС 220 кВ Могоча установлена вставка постоянного тока (ВПТ) на базе статического компенсатора реактивной мощности (СТАТКОМ), предназначенная для преобразования переменного тока в постоянный и последующего преобразования постоянного тока в переменный. ВПТ обеспечит перетоки электроэнергии между Сибирью и Дальним Востоком в объеме 200 МВт [13].

ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ со вставкой постоянного тока (ВПТ) на подстанции 500 кВ Хэйхэ построена совместно ПАО «ФСК ЕЭС», АО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и Государственной электросетевой корпорацией Китая (ГЭК Китая) в 2011 году. Новая ВЛ позволила осуществлять экспорт электроэнергии из ЕЭС России в энергосистему Китая без обеспечения синхронной работы энергосистем двух государств [13].

ВЫВОДЫ:

1. Концепция ИЭС ААС в мире уже давно получила свое широкое распространение.
2. Темпы развития интеллектуальных систем и их внедрение с каждым годом набирают свои обороты, обеспечивая переход на новый уровень электроэнергетики в России и в целом мире.
3. ИЭС ААС позволяет решать многочисленные проблемы от уровня генерации до уровня потребления электроэнергии.
4. Достаточность научных трудов, статей и других работ обеспечивает фундаментальную базу для реализации базовых положений концепции на практике.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ГПЗ И ГХК

Данный раздел посвящён проектированию внешнего электроснабжения ГПЗ и ГХК, расчету электрических режимов, выбору основного электрооборудования станции.

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети и их обоснование.

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики Амурской области на период 2017 – 2021 годов» предполагаемая электрическая мощность Амурского ГПЗ составит до 203 МВт, ввод нагрузки (с учетом нужд строительства) начинается с 2018 года; электрическая мощность Амурского ГХК составит 360 МВт, ввод нагрузки начинается с 2021 года.

В качестве основных источников питания таких крупных потребителей, будет выступать ТЭС Сила Сибири, а также Зейская ГЭС и Бурейская ГЭС. Предлагаются следующие варианты подключения объектов ГПЗ и ГХК.

Вариант 1. Предусматривает подключение объектов ГПЗ и ГХК а напряжение 220 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 220/10 кВ АГХК и ПС 220/10 кВ АГПЗ;
- строительство ВЛ 220 кВ «Амурская – АГХК» 1 и 2 цепь;
- строительство заходов ВЛ 220 кВ «Амурская – АГПЗ» и «АГПЗ – Ледяная».
- строительство ВЛ 220 кВ «АГХК – ТЭС Сила Сибири» 1 и 2 цепь.
- строительство ВЛ 220 кВ «АГПЗ – ТЭС Сила Сибири» 1 и 2 цепь.

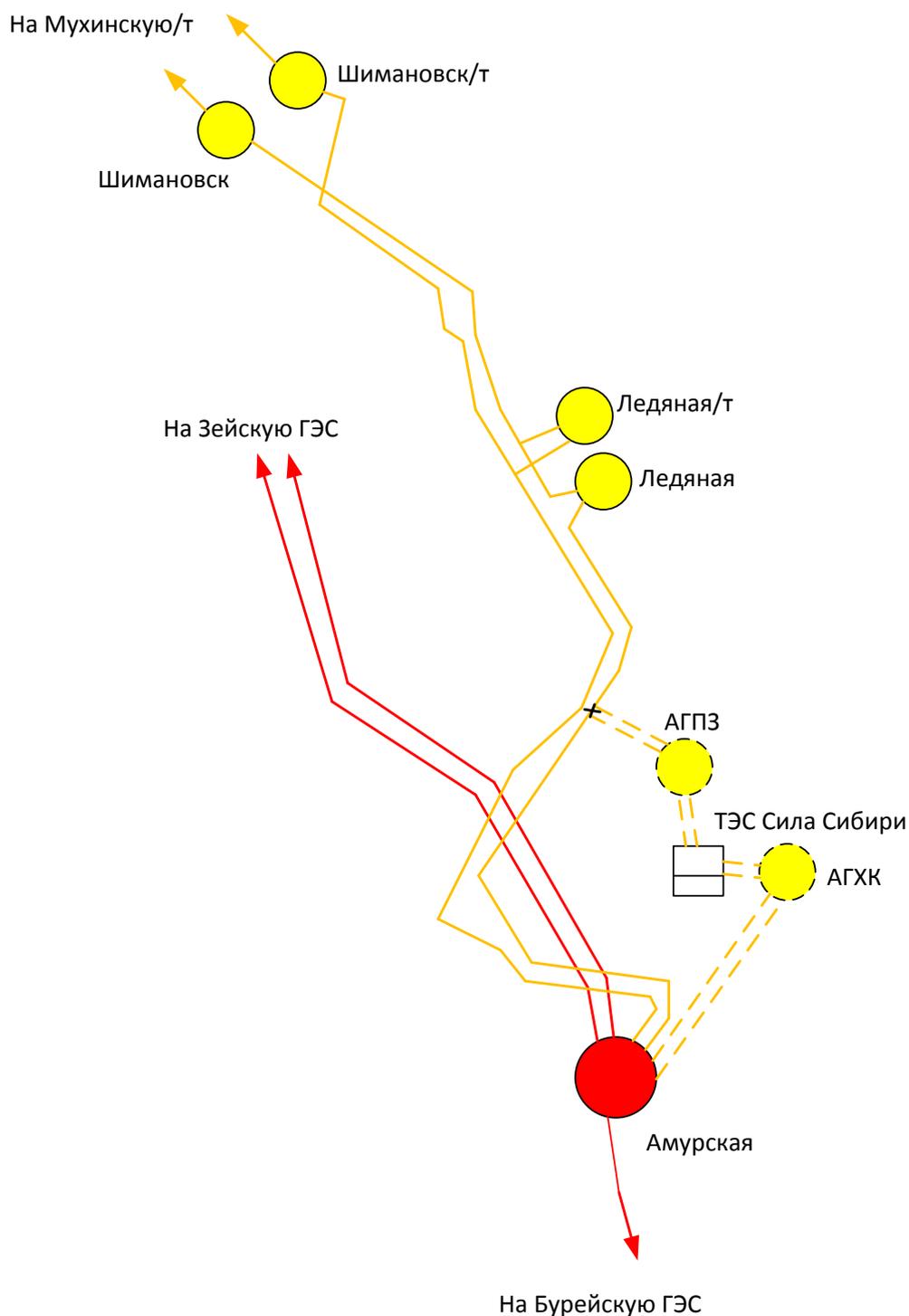


Рисунок 11 – Карта-схема варианта 2

Вариант 2. Предусматривает подключение объектов ГПЗ и ГХК существующим электрическим сетям на напряжение 220 кВ и 500 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 220/10 кВ АГХК и ПС 500/220/10 кВ АГПЗ;
- строительство ВЛ 220 кВ «Амурская – АГХК» 1 и 2 цепь;

- строительство заходов ВЛ 500 кВ «Амурская – АГПЗ» и «АГПЗ – Зейская ГЭС».

- строительство ВЛ 220 кВ «АГХК – ТЭС Сила Сибири» 1 и 2 цепь.

- строительство ВЛ 220 кВ «АГПЗ – ТЭС Сила Сибири» 1 и 2 цепь.

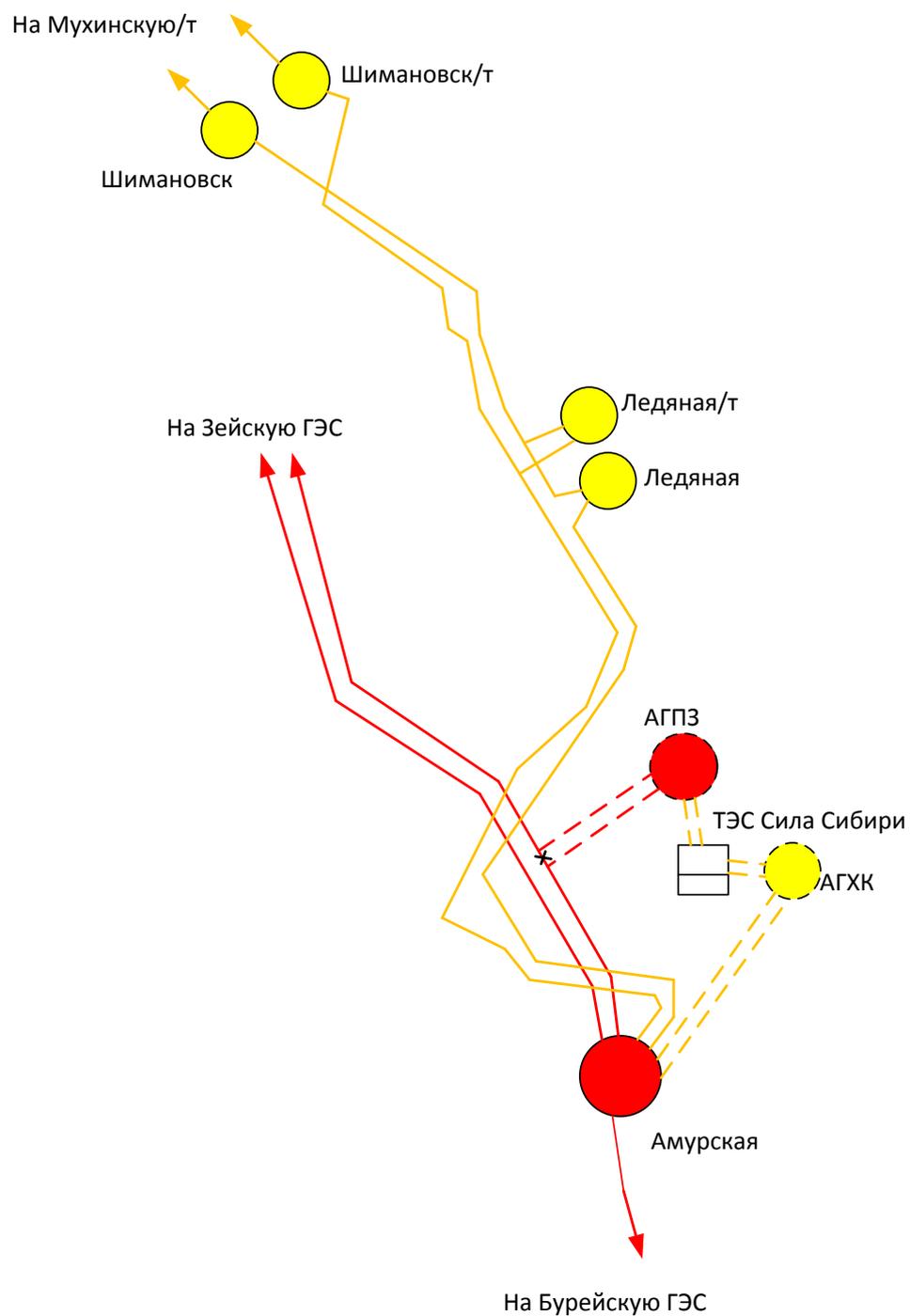


Рисунок 12 – Карта-схема варианта 1

3.1 Вариант развития электрической сети при подключении объектов ГПЗ и ГКХ на напряжение 220 кВ

Исходя из географической близости, для минимизации капиталовложений в строительство электросетевых объектов, подключение ПС 220 кВ АГХК к ПС Амурская на напряжение 220 кВ со строительством ВЛ 220 кВ Амурская – АГХК протяженностью 15,9 км; подключение ПС 220 кВ АГПЗ на напряжение 220 кВ с подключением в разрез ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная с протяженностью отпайки 8,4 км; строительство ВЛ 220 кВ ТЭС СИЛА Сибири – АГПЗ 1 и 2 цепь 5,6 км; строительство ВЛ 220 кВ ТЭС Сили Сибири – АГХК 1 и 2 цепь 3,2 км.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС АГХК предусмотрена установка четырех трансформаторов марки ТДЦ-125000/220/10, поскольку трансформаторы с большей единичной мощностью (200 МВА и выше) имеют напряжение обмотки НН, рассчитанное на работу генераторов (13,8 кВ; 15,75 кВ). В нормальном режиме, когда все трансформаторы будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_{НАГР}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}}, \quad (2)$$

$$K_3^{н.р.} = \frac{367}{125 \cdot 4} = 0,734.$$

Как видно из полученного выражения, в нормальном режиме все трансформаторы будут загружены оптимально. В случае, если один из трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшихся в работе трансформаторов составит [78]:

$$K_3^{н.р.} = \frac{367}{125 \cdot 3} = 0,979.$$

Для ПС АГХК выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (220 кВ): «две рабочие и обходная системы шин» (13Н) – применяется на подстанциях 110-220 кВ при 5 и более присоединениях,

повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при плавном выводе выключателей из работы.

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Для питания нагрузки ПС АГПЗ предусмотрена установка трех трансформаторов марки ТДЦ-125000/220/10. В нормальном режиме, когда все трансформаторы будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{207}{125 \cdot 3} = 0,552 .$$

Как видно из полученного выражения, в нормальном режиме все трансформаторы будут загружены оптимально. В случае, если один из трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшихся в работе трансформаторов составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{218}{125 \cdot 2} = 0,828.$$

Для ПС АГПЗ выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (220 кВ): «две рабочие и обходная системы шин» (13Н) – применяется на подстанциях 110-220 кВ при 5 и более присоединениях, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при плавном выводе выключателей из работы.

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Для расчета ориентировочных потоков мощности и токовых загрузок ВЛ воспользуемся итерационным методом. Для начального приближения примем единичные параметры сопротивлений и проводимостей проектируемых ЛЭП ($R=0,1$ Ом, $X=1$ Ом, $B=-10$ мкСм). Результаты расчета режима на первой итерации представлены на рисунке 12.

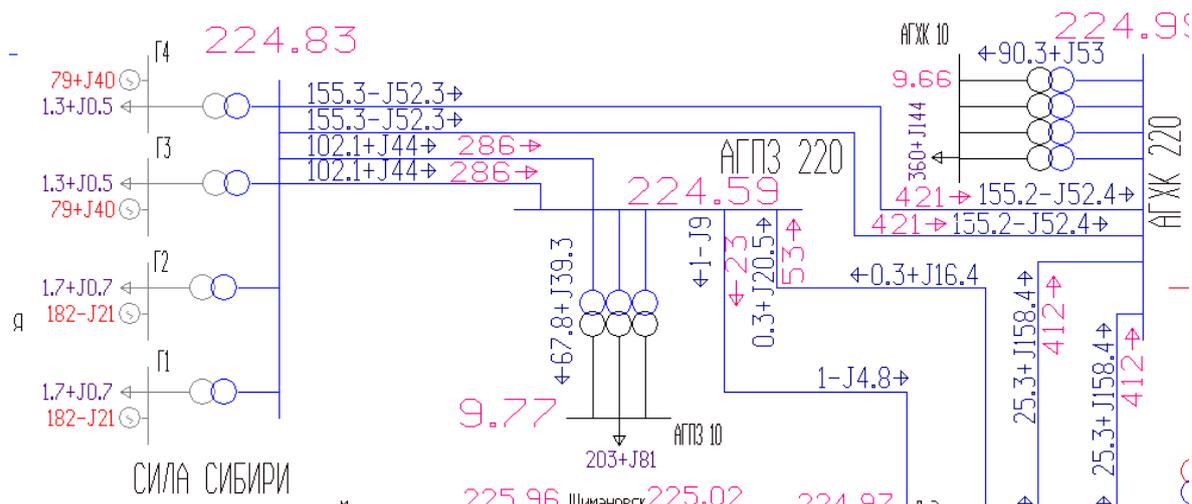


Рисунок 13 – Нормальный режим первой итерации.

В качестве проводов ЛЭП примем провод АССС Monte Carlo 240 с $I_{доп} = 1087$ А.

АССС — это передовая технология, использующая композитный сердечник для увеличения пропускной способности и эффективности воздушных линий.

В алюминиевом проводе с композитным сердечником (АССС™) используется гибридный композитный материал с высокопрочными карбоновыми нитями он обеспечивает минимальный тепловой провис благодаря низкому коэффициенту теплового расширения и меньшему весу по сравнению со стальным сердечником. Более легкий сердечник позволяет увеличить диаметр провода при сохранении его удельного веса, а это позволяет сократить потери линии при увеличении пропускной способности. Таким образом, запатентованный сердечник является основным компонентом высокоэффективного провода АССС–продукта следующего поколения в сфере передачи и распределения энергии. Технология АССС идет на смену существующим технологиям, предлагая более экономичное решение для сегодняшних и будущих потребностей. Провода АССС передают энергию через полностью отожденные трапецевидные высокоэффективные алюминиевые проволоки, которые спирально расположены вокруг композитного сердечника. Провод АССС был

спроектирован для сочетания энергоэффективности с термостойкостью и позволяет передать ту же мощность, что и другие провода такого же диаметра и веса, но при более низких рабочих температурах.

Самый современный и эффективный провод для модернизации системы.

- Использование алюминия повышенной проводимости позволяет снизить потери линии на 30–40% по сравнению с проводами ACSR и ACSS такого же размера или веса
- Меньшие потери линии означают меньшие затраты электроэнергии и выбросы CO₂ в атмосферу
- Способность выдерживать высокие рабочие температуры и высокая проводимость обеспечивают большую пропускную способность линии
- Удвоение пропускной способности существующих линий ACSR без замены опор ВЛ и при минимальном тепловом удлинении
- Идеально подходит для модернизации новых ВЛ с точки зрения эффективности и экономичности, позволяя использовать анкерные опоры меньшей высоты или меньшее количество опор благодаря высокой прочности провода, а также благодаря значительному сокращению теплового провиса, что, в свою очередь, сокращает финансовые издержки, затраты на проектирование и строительство [55].

Для наглядности проведем сравнительный анализ проводов ACCC и AC-240/32 в виде таблицы, приведенной далее.

Таблица 25 – Характеристики проводов AC-240/32 и ACCC Monte Carlo 240

Характеристика	AC-240/32	ACCC Monte Carlo 240
----------------	-----------	----------------------

Сечение по алюминию, мм ²	240	239,9
Диаметр провода, мм	21,6	20,79
Вес, кг/км	921	842.7
Активное сопротивление при 20 °С, Ом/км	0,121	0,1202
Длительно допустимый ток нагрузки, А	605	1087

Как видно из таблицы, имея почти одинаковые размеры, провод АССС Monte Carlo 240 обладает меньшей массой, почти в 2 раза большим длительно допустимым током нагрузки, что говорит о большей пропускной способности данного провода.

На второй итерации произведем перерасчет нормального режима работы с учетом выбранной марки провода.

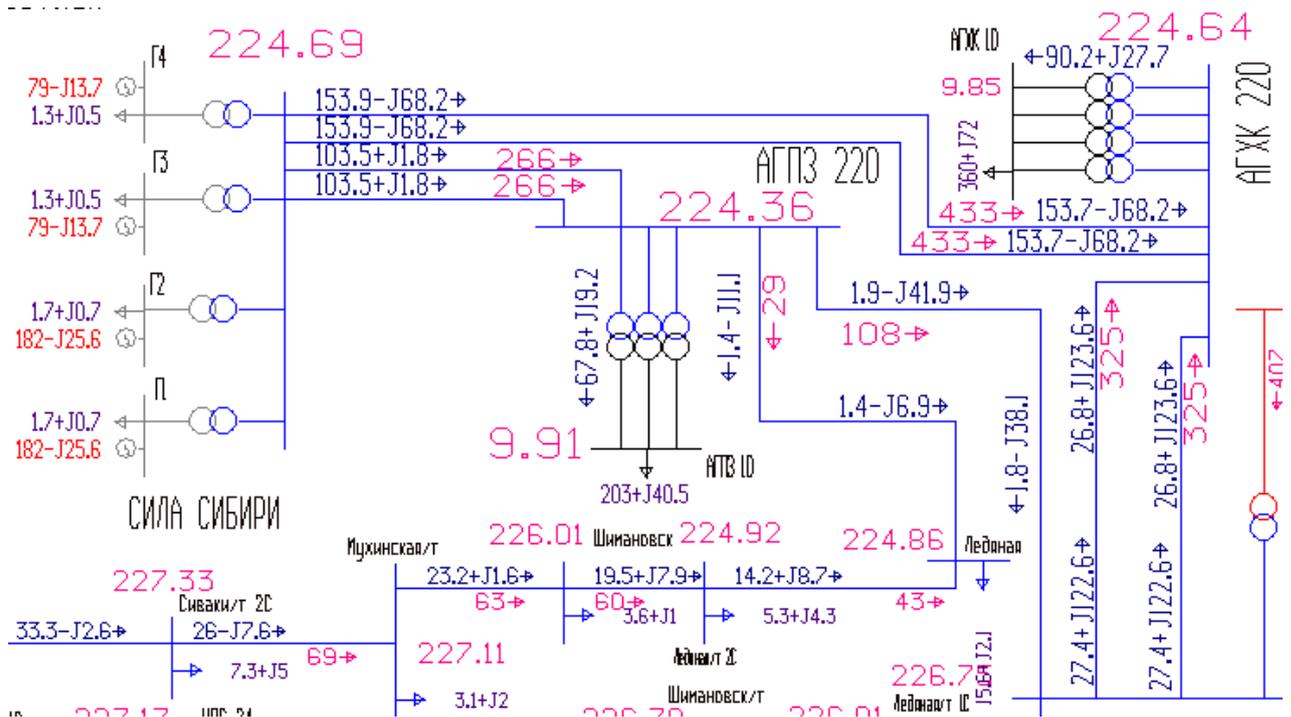


Рисунок 14 – Нормальный режим на второй итерации

Проверим токовую загрузку линий в послеаварийных режимах с учетом наложения на ремонт. Результаты расчетов послеаварийных режимов представлены на рисунка 15, 16, 17.

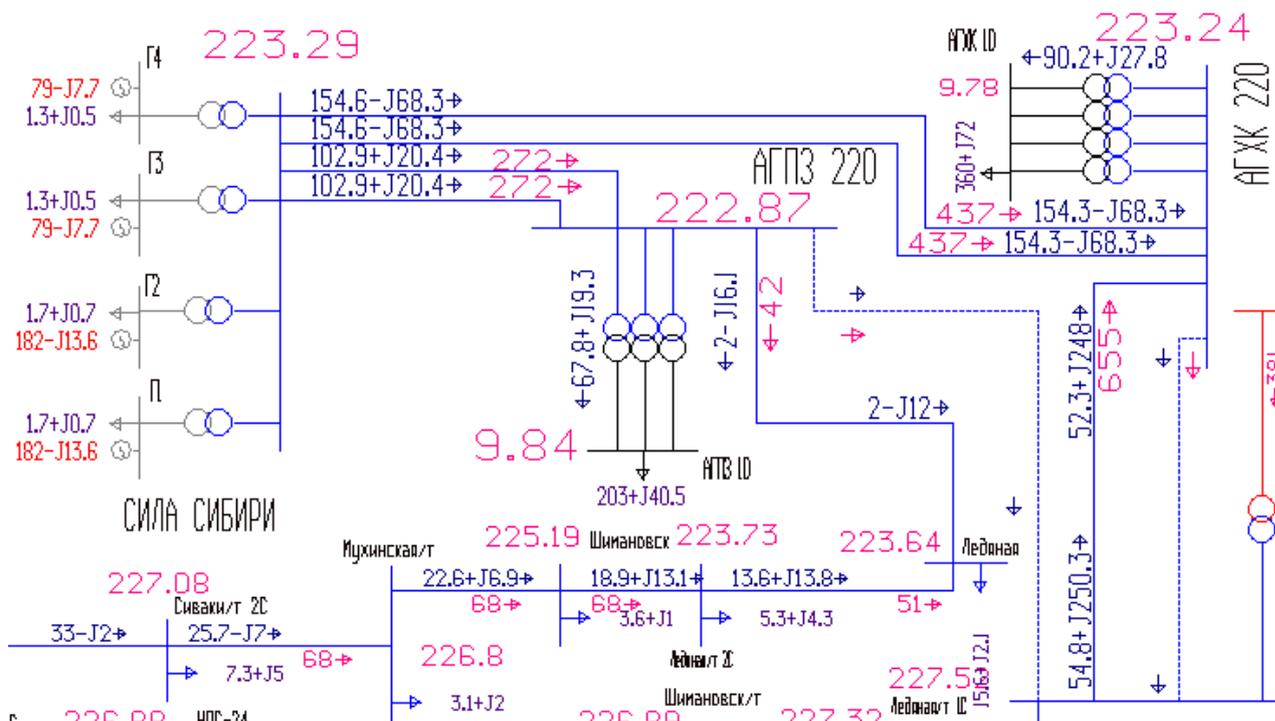


Рисунок 17 – Послеаварийный режим №3

Таблица 26 – Результаты расчета токовых нагрузок в проектируемых ЛЭП

Наименование ВЛ	I _{раб} , А	I _{па max} , А	I _{ддоп} , А
ВЛ Амурская - АГХК	325	655	1087
ВЛ Сила сибири - АГХК	433	904	1087
ВЛ Сила сибири - АГПЗ	266	677	1087
ВЛ Амурская - АГПЗ	108	766	801
ВЛ Ледяная - АГПЗ	29	128	801

Как мы видим значения токовых нагрузок не превышают допустимые пределы.

Далее произведем анализ потерь активной мощности в ЛЭП.

Потери по проектируемым линиям в нормальном режиме составляют 1,9 МВт. Потери по ЛЭП Восточного энергорайона составляют 23,5 МВт. Суммарные потери составят 25,4 МВт.

Процент потерь в проектируемых ЛЭП составляет 7,48 % от общего числа потерь.



Рисунок 18 – Потери в ЛЭП

Приведем для сравнения протяженность проектируемых линий от общей протяженности линии в рассматриваемом районе.

Суммарная протяженность проектируемых ЛЭП составляет 66 км. Суммарная длина существующих ЛЭП восточного энергорайона составляет 3636 км. Общая протяженность линий составляет 3702 км.

Процент протяженности проектируемых ЛЭП от общей протяженности линии составил 2,4 %.



Рисунок 19 – Протяженность ЛЭП

Рассчитаем значения средних удельных потерь в расчете МВт/км.

$$\Delta P_0 = \frac{\Delta P}{l} \text{ МВт/км. (3)}$$

Для проектируемых ЛЭП составит:

$$\Delta P1_0 = \frac{1,9}{66} = 0,0288 \text{ МВт/км.}$$

Для существующих ЛЭП Восточного энергорайона

$$\Delta P2_0 = \frac{23,5}{3636} = 0,0064 \text{ МВт/км.}$$

Как мы видим в среднем на проектируемых ЛЭП теряется в 4,5 раза больше мощности, чем по существующим линиям в рассматриваемом энергорайоне.

$$\frac{\Delta P1_0}{\Delta P2_0} = \frac{0,0288}{0,0064} = 4,5.$$

Такая большая величина потерь обусловлена большой нагрузкой газоперерабатывающего завода и газохимического комплекса, и как следствие, большими перетоками активной и реактивной мощности.

3.1.1 Определение необходимых технических средств для реализации концепции активно-адаптивных сетей.

Применение технических средств активно-адаптивных сетей должно базироваться на современной основе создания и проектирования электроэнергетического комплекса, т.е. применение современных устройств в сочетании с не только морально, но и физически устаревшим оборудованием, не позволит в полной мере добиться основных положений концепции ИЭС АСС.

Применение современных проводов ЛЭП, выключателей, комплектных распределительных устройств, трансформаторов, комплексов режимной и противоаварийной автоматики, релейной защиты, приборов учета и измерения электроэнергии, компенсирующих устройств, устройств диспетчерского наблюдения и управления, генераторов, турбин позволяет в наибольшей степени добиться показателей активно-адаптивной системы.

Для организации управления применим автоматизированную систему управления технологическими процессами – АСУ ТП.

Создание АСУТП на подстанциях ЕНЭС имеет следующие цели:

- Повышение эффективности функционирования и управления подстанциями и всего технологического комплекса ЕНЭС в нормальных и аномальных (в том числе аварийных) режимах.
- Обеспечение требуемых качественных показателей электроэнергии и уровня обслуживания участников рынка при решении задач передачи, преобразования и распределения электроэнергии.
- Снижение уровня аварийности, снижение ущерба от аварий и сокращение сроков ликвидации аварий.
- Повышение надежности и безопасности функционирования, улучшение эксплуатационного обслуживания основного и вспомогательного технологического оборудования, а также снижение стоимости ремонтных работ.
- Снижение эксплуатационных расходов подстанций.
- Повышение уровня информационной и общей безопасности технологического комплекса ЕНЭС.

В типовой структуре АСУТП выделяются следующие уровни:

- уровень датчиков, исполнительных механизмов и аппаратов, счетчиков, микропроцессорных терминалов и других измерительных средств;
- уровень промышленных контроллеров;
- уровень центральных вычислительных ресурсов и автоматизированных рабочих мест.

Региональная сеть связи АСУТП включает в себя:

- сеть каналов связи предпочтительно радиальной структуры;
- каналообразующую и маршрутизирующую аппаратуру в кустовом центре диспетчеризации и управления;
- каналообразующую и маршрутизирующую аппаратуру в составе АСУТП отдельных подстанций.

В АСУТП ПС выделяются следующие функциональные подсистемы:

- Подсистема оперативного и диспетчерского управления.

- Подсистема информационной поддержки и контроля систем РЗА, ПА и других специализированных систем автоматического управления/регулирования. •

Подсистема управления режимами и мониторинга параметров качества электроэнергии.

- Подсистема регистрации параметров переходных процессов в аномальных режимах.

- Подсистема коммерческого и технического учета электроэнергии.

- Подсистема мониторинга, диагностики состояния и эксплуатации основного технологического оборудования.

- Подсистема автоматизации вспомогательных технологических процессов.

- Подсистема информационного взаимодействия.

- Подсистема информационной и общей безопасности.

В состав технических средств АСУТП ПС входят:

- Датчики входной информации, исполнительные механизмы, релейные терминалы.

- Промышленные контроллеры – универсальные и специализированные.

- Вычислительные средства, в том числе серверы, рабочие и операторские станции.

- Технические средства вычислительных и промышленных сетей, в том числе коммутаторы, маршрутизаторы, каналообразующая аппаратура, каналные и кабельные сети.

Применение композитных проводов линий электропередач было описано ранее. Использование современных проводников позволило обеспечить допустимость работы в послеаварийных режимах и эффективность в нормальных режимах работы сети.

Применение инновационного оборудования на электрических станциях было рассмотрено в первой части комплексной работы.

Выбор современных распределительных устройств КРУЭ будет рассмотрено далее. КРУЭ позволит обеспечить необходимую безопасность работы в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах, улучшить эксплуатацию, уменьшить влияние электромагнитных полей и т.д.

Для учета электроэнергии установим на проектируемых подстанциях автоматизированную информационно-измерительную систему на базе оборудования ООО «Матрица» ориентированную на решение широкого спектра задач:

- дистанционный учет потребления различных видов ресурсов (электроэнергии, газа, воды, тепла);
- программное и/или дистанционное управление потреблением электроэнергии

Система может использоваться в частном секторе (отдельные коттеджи, многоквартирные жилые дома, офисы), на объектах государственного или общественного назначения, на производственных предприятиях, а также непосредственно в распределительных сетях. АИИС "Матрица" существенно повышает платежную дисциплину, позволяет оперативно выявлять попытки хищения электроэнергии, а также определить уровень технических потерь. АИИС "Матрица" поддерживает экспорт/импорт данных в стандартных форматах и открыта для взаимодействия с другими системами, например, с внешней биллинговой системой. Используемая система полностью автоматизирована, не нуждается в штате контролеров и полностью исключает возможность влияния каких-либо субъективных факторов на процесс учёта.

АИИС "Матрица" имеет простую трехуровневую структуру.

- *Нижний уровень составляют приборы учета электроэнергии и другие абонентские устройства;*
- *Средний уровень состоит из маршрутизатора (УСПД) и распределенной сети передачи данных.*
- *Верхний уровень представляет собой Центр, осуществляющий сбор, хранение и обработку данных.*

Система способна вести учет электроэнергии в пределах отдельной трансформаторной подстанции, города, административного района. Нарращивание системы производится за счёт простого монтажа новых счетчиков и УСПД. УСПД позволяет опрашивать все устройства, запитанные от одной трансформаторной подстанции 6(10)/0,4 кВ. Количество счётчиков, опрашиваемых УСПД, не должно превышать 2500 шт. Данные со всех УСПД собирает Центр сбора данных. В Центре осуществляется сбор и долговременное хранение данных. Общее количество точек учёта, данные по которым Центр способен аккумулировать и обработать, достигает 1 000 000 .

В системе поддерживается двусторонний обмен данными между счетчиками и Центром. УСПД обменивается информацией с верхним уровнем с использованием одного из каналов связи: GSM, GPRS, Ethernet. Основным каналом связи для обмена информацией между УСПД и нижним уровнем является канал PLC (силовая линия 0,4 кВ).

К преимуществам **АИИС "Матрица"** относится:

1) Уверенный обмен данными при передаче по силовой сети. Благодаря технологии ретрансляции сигнала каждым устройством и использованию двух-частотного канала передачи, обеспечивается надежный устойчивый канал связи.

2) После введения системы в эксплуатацию потери электроэнергии снижаются до уровня технических. Система предоставляет возможность сведения балансов, что является эффективной мерой по борьбе с хищениями электроэнергии.

3) Наличие встроенного управляемого силового реле. Данная функция позволяет контролировать нагрузку абонента в соответствии с договором и

производить ограничение режима электропотребления в случае несоблюдения условий договора. Кроме того, система позволяет контролировать загруженность линий и оборудования в часы пиковых нагрузок.

4) Контроль текущих параметров сети: мощности, напряжения, частоты, тока, дифференциального тока, - с возможностью отключения встроенного силового реле при выходе параметров за допустимый диапазон. Это позволяет защитить оборудование абонента в случае возникновения аварийной ситуации, а также бороться с попытками хищения электроэнергии.

5) Устранение возможности сговора абонентов с обслуживающим персоналом по сокрытию реального потребления электроэнергии, что обеспечивается автоматизированным ежедневным сбором информации со всех приборов учета, а также невозможностью изменения данных о потреблении ни абонентом, ни обслуживающим персоналом.

6) Многотарифный режим работы. Счетчики поддерживают до 6-тарифов. Тарифные сетки и структура недели заносятся в конфигурацию счётчика программно из Центра, и могут быть изменены в процессе эксплуатации.

7) Использование дешевых и простых в настройке и обслуживании каналов GSM или GPRS для обмена информацией между УСПД и Центром.

8) Надежность эксплуатации при низких температурах (до -40°C и ниже). При падении температуры ниже -20°C ЖК дисплей отключается, а данные продолжают поступать в Центр сбора информации.

9) Интеграция с любой биллинговой системой за счет использования стандартной СУБД MS SQL Server.

10) Простота запуска системы и проведения пусконаладочных работ. Минимальный набор оборудования для создания системы состоит всего из трех компонентов. Для запуска системы учета электроэнергии в промышленную эксплуатацию достаточно установить счетчик у абонента, УСПД на подстанции и настроить сервер в офисе электросетевой компании/руководителя предприятия/председателя СНТ, ТСЖ.

Остановимся по подробнее на оптимизации электрического режима по потерям электроэнергии.

Для уменьшения потерь было принято решение установить на шинах 10 кВ ПС 220 кВ АГПЗ и ПС 220 кВ АГХК статические тиристорные компенсаторы мощность по 45 МВар каждый, которые относятся к технологиям FACTS первого поколения.

Многофункциональность СТК определяет их обоснованное применение в электрических сетях для решения ряда проблем, таких как:

1) компенсация реактивной мощности;

2) увеличение пропускной способности ЛЭП. Задача сводится к регулированию напряжения и обеспечению баланса реактивной мощности в промежуточной точке электропередачи. Если установить СТК в середине линии, то можно увеличить пропускную способность ЛЭП в два раза и соответственно уменьшить в два раза значение угла по линии при равных напряжениях в начале линии и в узле включения СТК. Такое увеличение пропускной способности линии повлечет за собой большое увеличение реактивной мощности вы- 30 даваемой СТК. Различные компенсаторы, устанавливаемые в промежуточных точках линии, делят ее на самостоятельные участки, что может привести к увеличению передаваемой по линии мощности в 4 раза и т. д.. Однако, их установка не может являться целесообразной, исходя из экономических соображений;

3) стабилизация напряжения в узле подключения УКРМ или в какой-либо части электрической сети. Регулирование напряжения в узле электрической сети является основным предназначением СТК. В электрических сетях с малым значением мощности короткого замыкания, содержащих протяженные электропередачи, питающие удаленную нагрузку, увеличение нагрузки или отключение определенных элементов сети существенно влияет на уровень напряжения в ней. Такая ситуация чревата сложной системной аварией – лавиной напряжения. Высокая скорость изменения реактивной мощности и

большая глубина регулирования компенсатора препятствует такому развитию событий;

4) обеспечение статической и динамической устойчивости. СТК способствует увеличению коэффициента запаса статической апериодической устойчивости, благодаря увеличению предела передаваемой по линии мощности. Быстрое срабатывание компенсатора в реальном времени определяется стратегией регулирования напряжения при таких возмущениях как изменения в топологии электрической сети, короткие замыкания, что способствует увеличению уровня динамической устойчивости;

5) демпфирование субсинхронных колебаний мощности. Субсинхронные колебания мощности могут возникнуть в результате переходных режимов, а также при работе двух ЭЭС, соединенных слабой межсистемной связью. В некоторых ситуациях эти колебания возрастают, приводя к выходу генераторов из синхронизма. При низких частотах субсинхронных колебаний действие специальных стабилизаторов мощности будет малоэффективным. В этом случае рациональным является использование статических компенсаторов реактивной мощности, способных быстро и оптимально демпфировать низкочастотные 31 электромеханические колебания благодаря непрерывному регулированию реактивной мощности. Система управления СТК должна отслеживать появившиеся колебания, следовательно, изменять параметры компенсатора для их демпфирования;

б) улучшение качества электроэнергии. Специфика работы потребителей с большой единичной мощностью и резко-переменным графиком нагрузки приводит к снижению качества электроэнергии, которое проявляется в виде колебаний и отклонений напряжения от его значения в нормальном режиме, а также сопровождается искажением синусоиды напряжения. Установка СТК в узлах, содержащих такую нагрузку, позволит повысить качество электроэнергии потребителей за счет быстрого и плавного регулирования реактивной мощности, соответственно напряжения в узле.

Силовое оборудование СТК.

Реакторы:

- Сухие, наружной установки, без магнитопровода
- Материал обмоток – алюминий
- Материал основной изоляции – стекловолокно
- Класс температурного диапазона – F

Конденсаторные батареи:

- используются конденсаторы мощностью 600 - 700 квар напряжением до 12 кВ, наружной установки, с встроенными секционными плавкими предохранителями и разрядными резисторами
- поставляются комплектно в виде блоков конденсаторов с необходимым набором изоляторов ошиновки и трансформатором тока небалансной защиты.

Опыт применения:

Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Магистральные электрические сети (МЭС) Сибири - ввел в эксплуатацию статический тиристорный компенсатор (СТК) на подстанции 500 кВ "Заря" (Новосибирская область). Об этом сообщили в группе по взаимодействию со СМИ и органами власти МЭС Сибири.

31 мая 2010 года Кубанским ПМЭС (МЭС Юга) на Подстанции 220 кВ Афипиская СТК-2 (статический тиристорный компенсатор) поставлен на комплексное опробование.

СТК уже стоит на подстанции 500 кВ «Ново-Анжерская», а в 2010 году будет установлен СТК мощностью 2 x 50 МВАр, совмещенный с установкой для плавки гололеда на проводах ЛЭП и грозозащитных тросах, на ПС 330 кВ «Владикавказ-2».

Произведем перерасчет нормального режима работы с учетом установки СТК.

После перерасчета нормального режима потери по проектируемым ЛЭП составили 0,91 Мвт. Потери по существующим сетям несколько увеличились из-за перераспределения потоков мощности и составили 23,76 МВт.

Процент потерь в проектируемых ЛЭП после установки СТК снизился в 2 раза и составил 3,6 %.



Рисунок 20 – Потери в ЛЭП после установки СТК

Рассчитаем значения средних удельных потерь в расчете МВт/км.

Для проектируемых ЛЭП составит:

$$\Delta P_{1_0} = \frac{0,91}{66} = 0,0137 \text{ МВт/км}$$

Для существующих ЛЭП Восточного энергорайона:

$$\Delta P_{2_0} = \frac{23,76}{3636} = 0,0065 \text{ МВт/км}$$

Отношение удельных потерь по проектируемым ЛЭП к удельным потерям по существующим ЛЭП:

$$\frac{\Delta P_{1_0}}{\Delta P_{2_0}} = \frac{0,0137}{0,0065} = 2,1.$$

Результаты расчетов нормального и послеаварийных режимов представлены на рисунках 21, 22, 23.

Таблица 27 - Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме.

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
Завитая - БГЭС 220 кВ	423	960,0	44,1
Завитая - БГЭС 220 кВ	423	1250,0	33,9
Завитая - Хвойная отп1.	193	630,0	30,7
Завитая - Хвойная отп2.	212	630,0	33,7
Амурская 500 - БГЭС 500 кВ	350	1000,0	35,0
ЗГЭС 500 кВ - Амурская 500	384	1000,0	38,4
Короли/г - Хвойная отп2.	209	630,0	33,2
ЗГЭС 500 кВ - Амурская 500	382	1000,0	38,2
АГХК 220 - СИЛА СИБИРИ	410	1087,0	37,7
АГХК 220 - СИЛА СИБИРИ	410	1087,0	37,7

Таблица 28 - Отклонения напряжений в нормальном режиме.

Название	U_ном	U	dU
ЗГЭС Г2	15.8	14.70	-6.67
ЗГЭС Г1	15.8	14.70	-6.67
Энергия 2С	220.0	231.15	5.07
Энергия 1С	220.0	231.16	5.07
Светлая	220.0	231.04	5.02
ЗГЭС 220 кВ	220.0	231.25	5.11
Уландочка	220.0	231.22	5.10

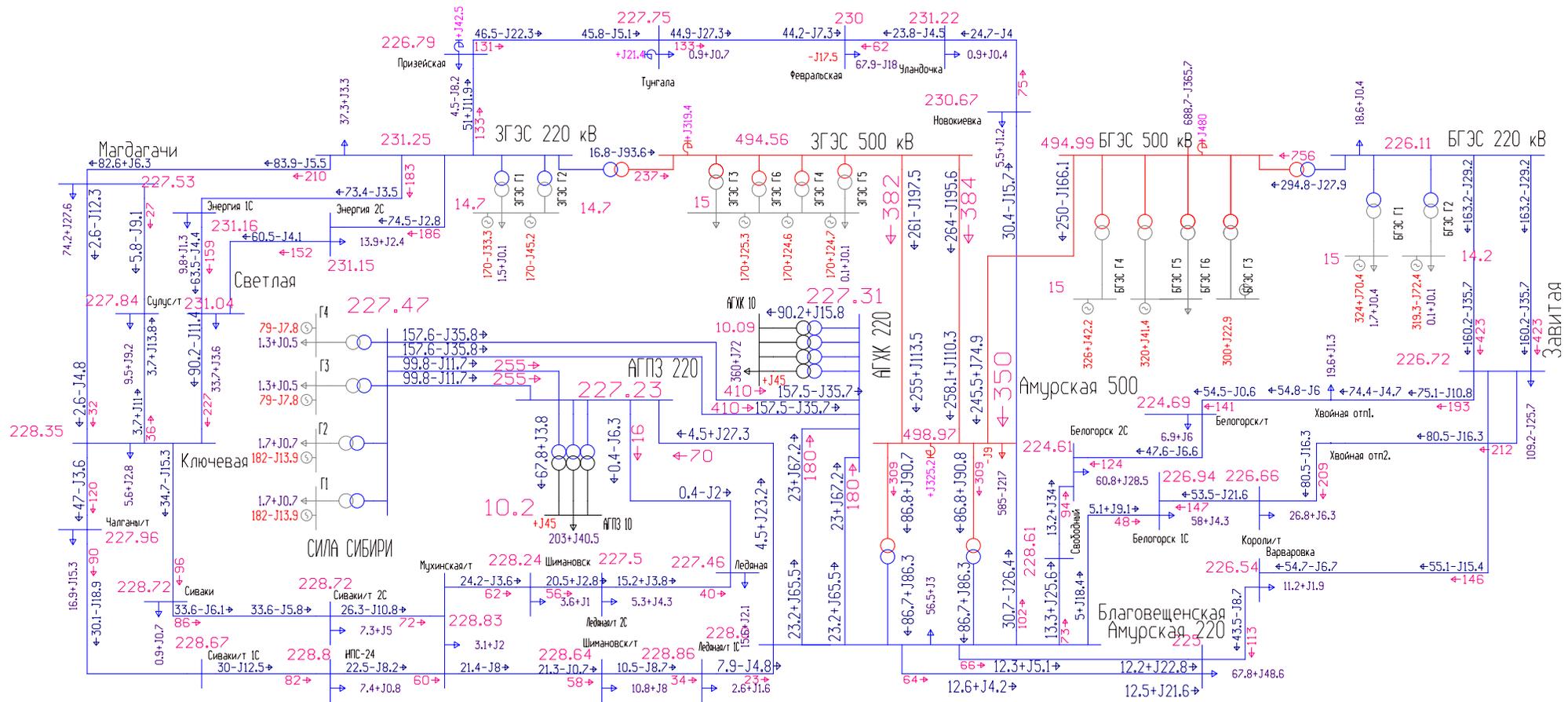


Рисунок 21 – Нормальный режим

Таблица 29 - Токовая нагрузка ЛЭП при ремонте ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская и аварийном отключении ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская.

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_доп
Завитая - БГЭС 220 кВ	801	960,0	83,5
Завитая - БГЭС 220 кВ	801	1250,0	64,1
Завитая - Хвойная отп1.	458	630,0	72,8
Завитая - Хвойная отп2.	493	630,0	78,3
Завитая - Варваровка	351	630,0	55,7
ЗГЭС 500 кВ - Амурская 500	593	1000,0	59,3
Белогорск 2С - Белогорск/т	386	630,0	61,3
Белогорск 2С - Свободный	267	630,0	42,4
Короли/т - Хвойная отп2.	492	630,0	78,0
Белогорск/т - Хвойная отп1.	404	630,0	64,1
Амурская 220 - Свободный	254	630,0	40,3
Белогорск 1С - Короли/т	423	630,0	67,2

Таблица 30 - Отклонения напряжений при ремонте ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская и аварийном отключении ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Амурская

Название	U_ном	U	dU
ЗГЭС Г2	16	14,70	-6,67
ЗГЭС Г1	16	14,70	-6,67
Амурская 500	500	463,20	-7,36
ЗГЭС 500 кВ	500	474,83	-5,03

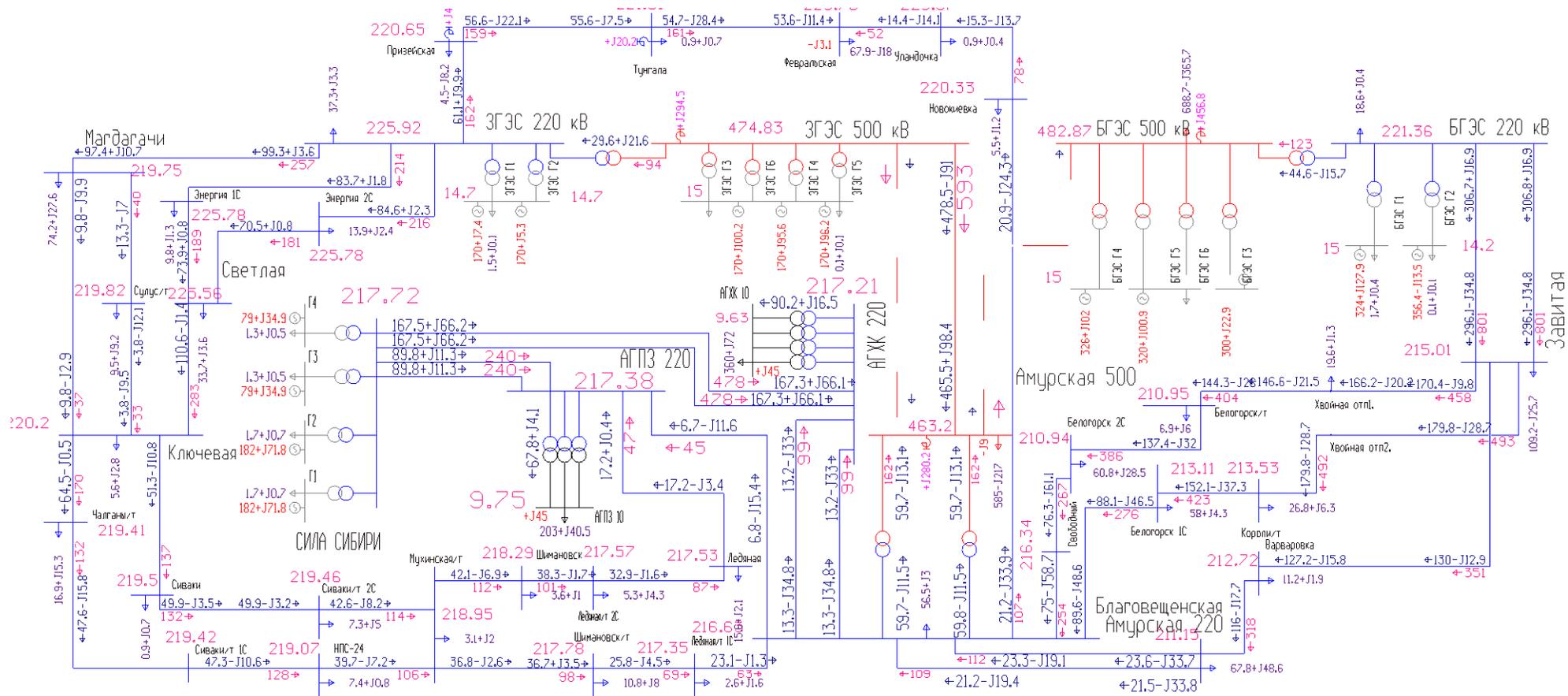


Рисунок 22 – Ремонт ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская и аварийное отключение ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Амурская

Таблица 31- Токовая загрузка ЛЭП при ремонте ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 и аварийном отключении ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №2.

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
Завитая - БГЭС 220 кВ	447	960,0	46,6
Завитая - БГЭС 220 кВ	447	1250,0	35,8
Призейская - Тунгала	336	630,0	53,3
Завитая - Хвойная отп1.	212	630,0	33,7
Завитая - Хвойная отп2.	231	630,0	36,6
Тунгала - Февральская	339	630,0	53,9
Амурская 500 - БГЭС 500 кВ	563	1000,0	56,3
Мухинская/т - Сиваки/т 2С	437	630,0	69,4
Чалганы/т - Сиваки/т 1С	474	630,0	75,2
Чалганы/т - Ключевая	509	630,0	80,7
Короли/т - Хвойная отп2.	229	630,0	36,4
Шимановск/т - Мухинская/т	417	630,0	66,1
Ледяная/т 1С - Шимановск/т	395	630,0	62,7
ЗГЭС 220 кВ - Энергия 1С	409	1000,0	40,9
ЗГЭС 220 кВ - Призейская	340	630,0	54,0
ЗГЭС 220 кВ - Энергия 2С	407	1000,0	40,7
Энергия 1С - Светлая	383	1000,0	38,3
Энергия 2С - Светлая	370	1000,0	37,0
Ключевая - Светлая	663	1000,0	66,3
Сиваки - Сиваки/т 2С	452	630,0	71,8
Сиваки - Ключевая	461	630,0	73,1
Шимановск - Мухинская/т	452	630,0	71,7
Шимановск - Ледяная/т 2С	437	630,0	69,3
Ледяная - Ледяная/т 2С	424	630,0	67,3
АГПЗ 220 - Ледяная	393	1000,0	39,3
Амурская 220 - Ледяная/т 1С	384	630,0	61,0
Мухинская/т - НПС-24	445	630,0	70,7
ЗГЭС 220 кВ - Магдагачи	547	1000,0	54,7
АГХК 220 - СИЛА СИБИРИ	535	1087,0	49,2
АГХК 220 - СИЛА СИБИРИ	535	1087,0	49,2

Таблица 32 - Отклонения напряжений при ремонте ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1 и аварийном отключении ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №2.

Название	U_ном	U	dU
Призейская	220	205,66	-6,52
Сиваки/т 2С	220	207,50	-5,68
Сиваки/т 1С	220	207,34	-5,75
ЗГЭС Г1	16	14,70	-6,67
Тунгала	220	206,64	-6,07
ЗГЭС 500 кВ	500	461,00	-7,80
Чалганы/т	220	205,46	-6,61
Магдагачи	220	205,78	-6,46
Ключевая	220	206,09	-6,32
Сиваки	220	207,41	-5,72
Сулус/т	220	205,71	-6,49

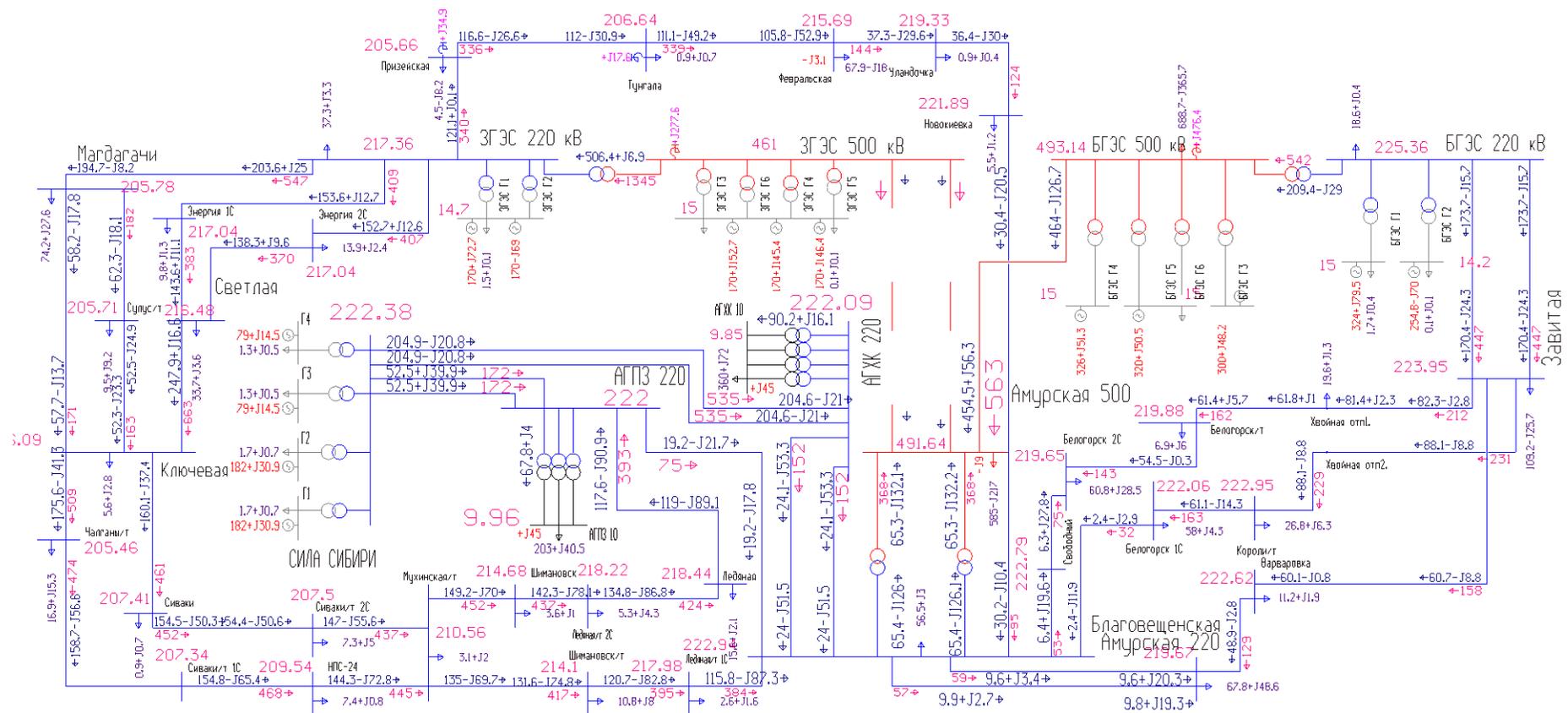


Рисунок 23 – Ремонт ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1 и аварийное отключение ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская №2

Таблица 33 - Токовая нагрузка ЛЭП при ремонте АТ-1 ПС 220 кВ
Амурская Амурская и аварийном отключении АТ-2 ПС 220 кВ Амурская.

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
Завитая - БГЭС 220 кВ	554	960,0	57,7
Завитая - БГЭС 220 кВ	554	1250,0	44,3
Завитая - Хвойная отп1.	288	630,0	45,7
Завитая - Хвойная отп2.	311	630,0	49,3
Завитая - Варваровка	217	630,0	34,4
ЗГЭС 500 кВ - Амурская 500	355	1000,0	35,5
Белогорск 2С - Белогорск/т	218	630,0	34,5
Чалганы/т - Ключевая	205	630,0	32,5
Короли/т - Хвойная отп2.	309	630,0	49,1
Белогорск/т - Хвойная отп1.	236	630,0	37,4
Ключевая - Светлая	320	1000,0	32,0
Белогорск 1С - Короли/т	242	630,0	38,4
ЗГЭС 500 кВ - Амурская 500	354	1000,0	35,4
АГХК 220 - СИЛА СИБИРИ	461	1087,0	42,5
АГХК 220 - СИЛА СИБИРИ	461	1087,0	42,5

Таблица 34 - Отклонения напряжений при ремонте АТ-1 ПС
220 кВ Амурская Амурская и аварийном отключении АТ-2 ПС 220 кВ
Амурская.

Название	U_ном	V	dV
ЗГЭС Г2	16	14,70	-6,67
ЗГЭС Г1	16	14,70	-6,67

Таблица 35 - Токовая нагрузка ЛЭП при ремонте -1 ТЭС Сила Сибири и аварийном отключении Г-2 ТЭС Сила Сибири.

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_доп
Завитая - БГЭС 220 кВ	639	960,0	66,5
Завитая - БГЭС 220 кВ	639	1250,0	51,1
Завитая - Хвойная отп1.	343	630,0	54,5
Завитая - Хвойная отп2.	372	630,0	59,0
Завитая - Варваровка	263	630,0	41,7
Амурская 500 - БГЭС 500 кВ	584	1000,0	58,4
ЗГЭС 500 кВ - Амурская 500	362	1000,0	36,2
Белогорск 2С - Белогорск/т	272	630,0	43,2
Короли/т - Хвойная отп2.	369	630,0	58,5
Белогорск/т - Хвойная отп1.	289	630,0	45,9
Белогорск 1С - Короли/т	305	630,0	48,5
ЗГЭС 500 кВ - Амурская 500	361	1000,0	36,1
АГХК 220 - Амурская 220	434	1087,0	40,0
АГХК 220 - Амурская 220	434	1087,0	40,0

Таблица 36 - Отклонения напряжений при ремонте Г-1 ТЭС Сила Сибири и аварийном отключении Г-2 ТЭС Сила Сибири.

Название	U_ном	U	dU
ЗГЭС Г2	16	14,70	-6,67
ЗГЭС Г1	16	14,70	-6,67

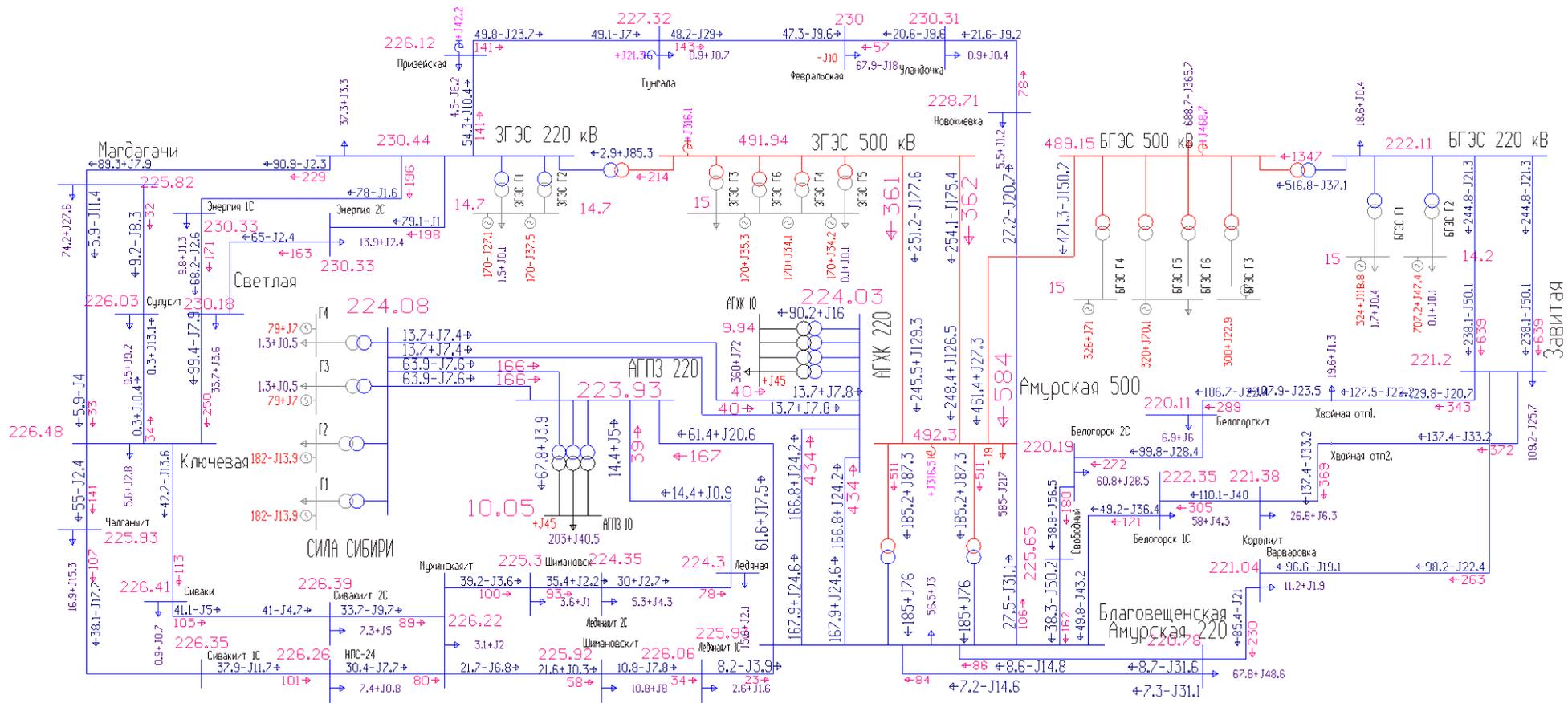


Рисунок 25 – Ремонт Г-1 ТЭС Сила Сибири и аварийное отключение Г-2 ТЭС Сила Сибири

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН проектируемых ПС АГХК и АГПЗ. По данным расчёта были выбраны оборудование РУ 220 кВ.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (4)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие [52]:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (5)$$

где, $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{мах}}, \quad (6)$$

где, $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Так как газоперерабатывающий завод и газохимический комплекс являются опасными объектами промышленности к устанавливаемому оборудованию предъявляются особые требования:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- надежность и стойкость к воздействию внешней среды, в тч сейсмически активных районов и зон с повышенной загрязненностью;
- отсутствие электрических и магнитных полей;
- безопасность и удобство эксплуатации, простота монтажа и демонтажа.

Для ПС АГХК и АГПЗ было выбрано КРУЭ марки GIS ELK-14 С.

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени, состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя. $t_{откл}$

Таким образом время отключения равно [52]:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл}, \quad (7)$$

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл} = 1 + 0,02 = 1,02 \text{ с,}$$

где, Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. Δt

Проверку по термической стойкости проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (8)$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{к.расч} < B_{к.ном}; \quad (9)$$

Для проверки данного условия требуется определение: $B_{к.ном}$

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (10)$$

где- ток термической стойкости выключателя; $I_{тер}$

$t_{тер}$ - время протекания тока термической стойкости.

Выключатель проверяется на возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); (11)$$

где- номинальный ток отключения выключателя; $I_{откл.ном}$

β_n - содержание аperiodической составляющей.

Расчётное значение аperiodической составляющей определяется по формуле [10]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ITO}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}; (12)$$

Условием проверки является $i_{аном} > i_a$.

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой}; (13)$$

где- ток электродинамической стойкости выключателя. $i_{дин.стой}$

Подробный расчет приведен в приложении А. Результаты по выбору сведены в таблицы 36 и 37.

Таблица 36 - Выбор КРУЭ на стороне 220 кВ ПС АГХК

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 328$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} \geq I_{раб}$
$I_{н0} = 12,638$ кА	$I_{откл.ном} = 50$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{н0}$
$i_{уд} = 31,812$ кА	$i_{дин} = 135$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_{к.расч} = 329$ кА ² с	$B_{к.ном} = 7500$ кА ² с	$B_{к.ном} \geq B_{к.расч}$
$i_a = 12,806$ кА	$i_{аном} = 103,945$ кА	$i_{аном} \geq i_a$

Таблица 37 - Выбор КРУЭ на стороне 220 кВ ПС АГПЗ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 656$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} \geq I_{раб}$
$I_{н0} = 17,201$ кА	$I_{откл.ном} = 50$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{н0}$
$i_{уд} = 43,3$ кА	$i_{дин} = 135$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_{к,расч} = 609,5$ кА ² с	$B_{к.ном} = 7500$ кА ² с	$B_{к.ном} \geq B_{к,расч}$
$i_a = 17,431$ кА	$i_{аном} = 103,945$ кА	$i_{аном} \geq i_a$

3.2 Вариант развития электрической сети при подключении объектов ГПЗ и ГКХ на напряжение 220 и 500 кВ.

Исходя из географической близости, для минимизации капиталовложений в строительство электросетевых объектов, подключение ПС 220 кВ АГХК к ПС Амурская на напряжение 220 кВ со строительством ВЛ 220 кВ Амурская – АГХК протяженностью 15,9 км; подключение ПС 500 кВ АГПЗ на напряжение 500 кВ с подключением в разрез ВЛ 500 кВ Амурская – ЗГЭС с протяженностью отпайки 11,62 км; строительство ВЛ 220 кВ ТЭС СИЛА Сибири – АГПЗ 1 и 2 цепь 5,6 км; строительство ВЛ 220 кВ ТЭС Сили Сибири – АГХК 1 и 2 цепь 3,2 км.

На ПС 220 АГХК выбор числа и мощности трансформаторов, схем распределительных устройств примем как в предыдущем варианте подключения.

На ПС 500 кВ АГПЗ принимаем к установке автотрансформатор связи АДЦТН-500000/500/220. Непосредственно для питания нагрузки примем трансформаторы как в предыдущем варианте.

Для ПС АГПЗ выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (500 кВ): «треугольник» (6Н).

Схема РУ СН (220 кВ): «две рабочие и обходная системы шин» (13Н).

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Таблица 38 – Результаты сравнения вариантов подключения

Критерий сравнения	1 вариант	2 вариант
Количество трансформаторов 220 кВ, шт.	7	7
Количество трансформаторов 500 кВ, шт.	0	1
Протяженность ЛЭП 220 кВ, км.	66	49,4
Протяженность ЛЭП 500 кВ, км.	0	23,24
Количество выключателей по числу присоединений 220 кВ, шт.	17	16
Количество выключателей по числу присоединений 500 кВ, шт.	0	3
Потери в проектируемых ЛЭП, МВт.	1,9	1,69

По результатам сравнения вариантов подключения объектов ГПЗ и ГХК, принимая во внимание укрупненные стоимостные показатели, 1 вариант подключения оказывается более экономичным и простым в осуществлении. Так же 2 вариант предусматривает подключение в ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская, что приведет к изменению топологии сети, изменению режима работы системобразующих сетей, и усложнению процесса строительства.

Исходя из изложенных выводов принимаем 1 вариант подключения объектов ГПЗ и ГХК.

4 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРВОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Цель данного пункта является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности.

4.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций.

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 электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} .(14)$$

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

1. отдельные ячейки выключателей;
2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;
5. ПА;

б. затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5):

1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

1,0–1,2 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

10,0–11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, (15)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПА}$ – стоимость противоаварийной автоматики (для ПС 220 кВ и выше);

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} (16)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [95];

l – длина трассы;

$K_{ВЛ*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ;

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,91$, при условии, что цены взяты за 2000 год.

Расчёт капиталовложений для варианта подключения объектов на напряжение 220 кВ приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений для варианта №1 сведены в таблицу 39.

Таблица 39 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	1244469
Трансформаторы	163800
Ячейки выключателей	400824
СТК	24000
Постоянная часть затрат	104000
Противоаварийная автоматика	2400

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{\text{общ}} = 6701165$ тыс.руб;

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, (17)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, (18)$$

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

ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,8\%$; $\alpha_{тэоПС} = 4,9\%$).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, (19)$$

где - потери электроэнергии, МВт · ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт · ч электроэнергии, принята 1,2 тыс.руб/ МВт·ч [58].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах. В данном расчёте потери в сети определялись расчётом соответствующего режима в ПВК RastrWin.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, (20)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

- норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

a_p

Расчёт эксплуатационных издержек варианта №1 приведён в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Издержки

Вариант	$I_{э.р.}$, тыс.руб	$I_{ам.рен.}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№1	277334	335058	23022	635414

4.3 Оценка экономической эффективности проекта

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, (21)$$

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

W_t

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (22)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

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

$$W_t = (203 + 360) \cdot 8760 = 4931880 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$O_{Pt} = 4931880 \cdot 1,6 = 7891008 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$P_{\text{от}} = O_{Pt} - I_t - K_t; \quad (23)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (P_{\text{от}}). \quad (24)$$

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

$$P_{\text{чт}} = P_{\text{от}} - H_t; \quad (25)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_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:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{A}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; (26)$$

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

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в строительство 5 лет.

Расчет произведен с помощью программы Microsoft Office Excel 2013.

Результаты расчёта ЧДД представлен на рисунке 27, 28.

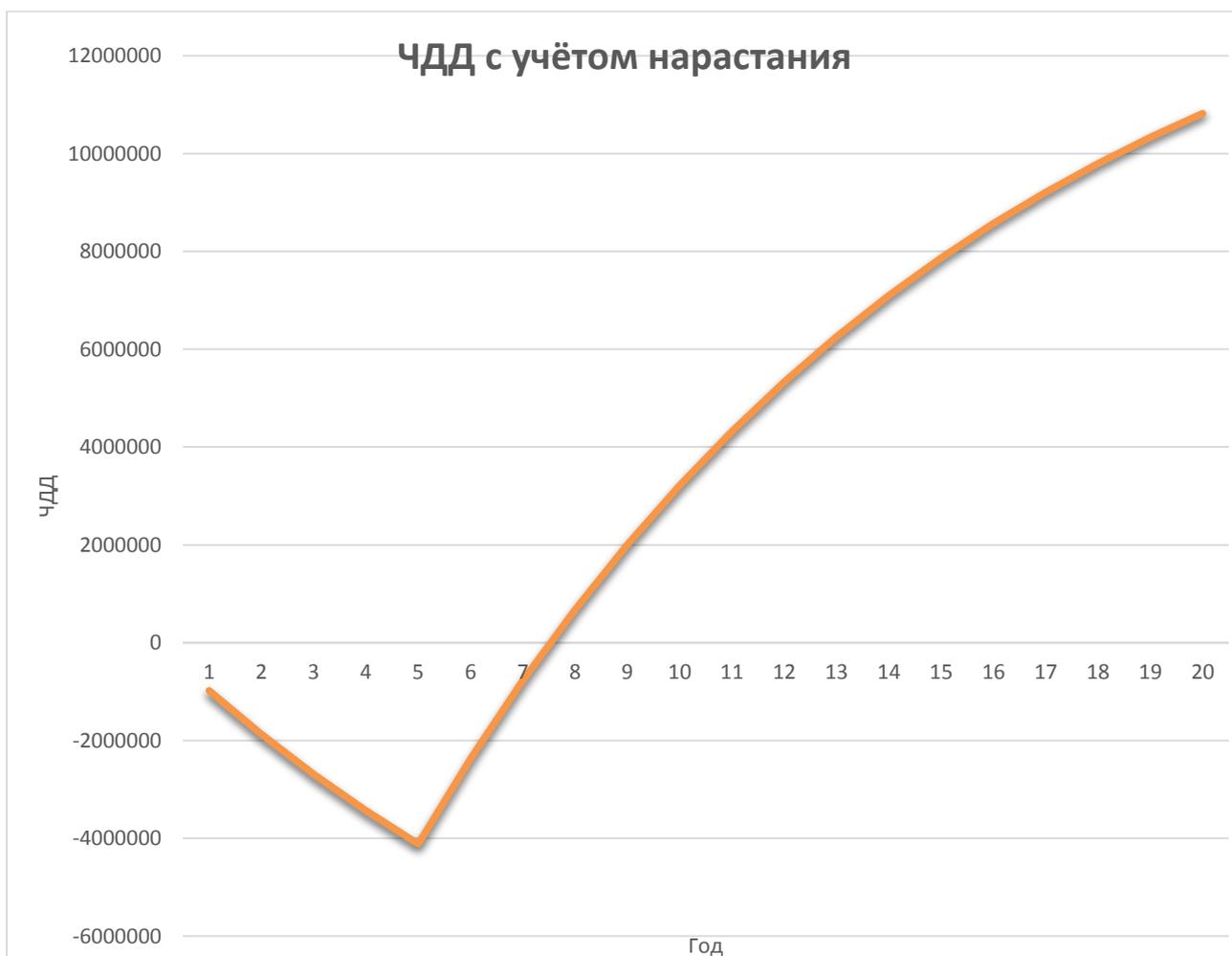


Рисунок 27 – График ЧДД

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
К(тыс.руб.)	-1340233	-1340233	-1340233	-1340233	-1340233	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
И(тыс.руб.)	0	0	0	0	0	-635414	-635414	-635414	-635414	-635414	-635414	-635414	-635414	-635414	-635414	-635414	-635414	-635414	-635414	-635414
Рер(МВт)	0	0	0	0	0	563	563	563	563	563	563	563	563	563	563	563	563	563	563	563
ОР _т (тыс.руб)	0	0	0	0	0	4391400	4391400	4391400	4391400	4391400	4391400	4391400	4391400	4391400	4391400	4391400	4391400	4391400	4391400	4391400
Пб _т (тыс.руб)	-1340233	-1340233	-1340233	-1340233	-1340233	3755986	3755986	3755986	3755986	3755986	3755986	3755986	3755986	3755986	3755986	3755986	3755986	3755986	3755986	3755986
Пч _т (тыс.руб)	-1072186,4	-1072186,4	-1072186,4	-1072186	-1072186	3004788,8	3004788,8	3004789	3004789	3004789	3004789	3004789	3004789	3004789	3004789	3004789	3004789	3004789	3004789	3004789
Коэффициент ЧДД	0,913242009	0,834010967	0,761653851	0,6955743	0,6352277	0,5801166	0,5297868	0,483824	0,441848	0,403514	0,368506	0,336535	0,307338	0,280674	0,256323	0,234085	0,213777	0,19523	0,178292	0,162824
ЧДД	-979165,662	-894215,217	-816634,9009	-745785,3	-681082,5	1743127,8	1591897,6	1453788	1327660	1212475	1107283	1011217	923486,2	843366,4	770197,6	703376,8	642353,3	586624	535729,7	489250,8
Итого	-979165,662	-1873380,88	-2690015,78	-3435801	-4116884	-2373756	-781858,15	671929,6	1999590	3212065	4319348	5330565	6254051	7097417	7867615	8570992	9213345	9799969	10335699	10824950

Рисунок 28 – Результаты расчёта 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 [52]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (27)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

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

– общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию; I_t ,

- налог на прибыль. H_t ,

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (6 год):

$$R_t = \frac{4391400 - 635414 - 0,2 \cdot 3755986}{6701165} = 0,448$$

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. 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 за 7.5 лет, а также рентабельность проекта составляет 44,8%. Простой срок окупаемости составил 6 года, дисконтированный срок окупаемости составил 8 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 [52].

$$E_v = 0,635, \text{ при значениях ЧДД становится отрицательным. } E_v \geq 0,635$$

Значение внутренней нормы доходности больше чем норма дисконта $0,6515 > 0,12$, это означает, что проект эффективен.

При сравнении результатов расчётов экономической эффективности двух вариантов развития электрической сети при подключении объектов ГПЗ и ГХК можно сделать вывод о том, что вариант подключения объектов к сети на напряжение 220 кВ является более экономически выгодным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы был решен вопрос развития электрических сетей Свободненского района Амурской области для подключения ГПЗ и ГХК на платформе активно-адаптивной сети.

Был произведен режимный анализ Восточного энергорайона Амурской области. По результатам анализа определена допустимость подключения ГПЗ и ГХК в реальных условиях функционирования системы.

Была рассмотрена концепция интеллектуальных сетей, для возможности применения ее в данной работе.

Разработан вариант схемы внешнего электроснабжения объектов ГПЗ и ГХК. Произведен выбор оборудования для надежного и эффективного электроснабжения.

Рассчитаны основные экономические показатели эффективности и прибыльности после ввода объектов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Анализ мирового и российского опыта использования технологий Smart Grid. Разработка рекомендаций по применению технологий Smart Grid в российской электроэнергетике : науч. – техн. исполн. Б. Б. Кобец [и др.]. – М. : ИНВЭЛ, 2010. – 122 с. : рис. – Библиогр.: с. 84 – 85 ; 3 2 ; А64.
2. Воропай, Н.И. Smart Grid: мифы, реальность, перспективы/ Н.И. Воропай// Энергетическая политика. -2010. -№2. –С.9 -14; ЭЭ-1.2.4; ЭЭ-1.2.6
3. Глушко, С.И. Электроэнергетика нового поколения как главный критерий модернизации российской экономики. Взгляд независимого эксперта/ С.И. Глушко// Энергетическая политика. -2010. -№2. –С.42-47; ЭЭ-2.2.1
4. Данилин, И.В. От «умных» технологий к «умной» энергетике/ И.В. Данилин// Энергетическая политика. -2010. -№2. –С.22-28; ЭЭ-1.2.4
5. Кобец, Б.Б. Smart Grid как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом/ Б.Б. Кобец, И.О. Волкова, В.Р. О कोरोков// Энергоэксперт. -2010. -№2. –С.52-58; ЭЭ-2.2.2; ЭЭ-2.3.2
6. Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012.
7. Лесневский, Г.Ф. О совершенствовании системы информационного обеспечения в электроэнергетике/ Г.Ф. Лесневский, В.М. Неуймин, Ф.В. Веселов// Надежность и безопасность энергетики. -2010. -№1. –С.11-15; ЭЭ-3.6
8. Новиков, Н.Л. Интеллектуальные сети (SMART GRID) и энергоэффективность/ Н.Л. Новиков// Энергетическая политика. -2010. -№2. – С.29-33; ЭЭ-1.2.4
9. Кобец Б. Б., Волкова И. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. — М.: ИАЦ Энергия, 2010.
10. О कोरोков, В.Р. Интеллектуальные энергетические системы: модель будущих систем электроснабжения/ В.Р. О कोरोков, Р.В. О कोरोков// Энергетическая политика. -2010. -№2. –С.15-21; ЭЭ-1.2.4; ЭЭ-1.2.6

11. Состояние и перспективы применения в электрических системах РФ и СНГ регулируемых источников реактивной мощности (ИРМ) с управляемыми подмагничиванием шунтирующими реакторами (УШР) и батареями конденсаторов (БСК)/ А.М. Брянцев [и др.] // Энергоэксперт. -2010. -№2. –С.88- 93; ЭЭ-7.3
12. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / Р. Н. Бердников, В. В. Бушуев, С. Н. Васильев и др. — М.: ОАО "НТЦ ФСК ЕЭС", 2012. — 235 с.
13. Воропай Н.И., Негневицкий М, Томин Н.В. и др. Интеллектуальная система для предотвращения крупных аварий в энергосистемах // Электричество. №8. 2014. С.19-31.
14. Горелик Т.Г., Кириенко О.В., Дони Н.А. Цифровая подстанция. Подходы к реализации // Сборник докладов XXI конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем», Москва, 29–31 мая 2012, с. 10–17.
15. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Известия Академии наук. Энергетика. № 1. 2014. С. 64-73.
16. Smart Grids Europe 2010: европейцы обменялись планами по созданию энергетики будущего// Энергорынок. -2010. -№4. –С.60-69; ЭЭ-2.2.2; ЭЭ-2.3.2
17. Цымбал, А. Интеллектуальные технологии в электроэнергетике/ А. Цымбал, А. Коптелов// Энергорынок. -2010. -№4. –С.57-59; ЭЭ-7 13. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть — новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт. — 2009. — № 4.
18. Оценка надежности элементов интеллектуальной электрической сети на основе облачной теории / Абдурахманов А. М., Мисриханов М. Ш., Рябченко В. Н., Шунтов А. В., Шмелев А. В. // Электро: электротехн., электроэнерг., электротехн. пром-сть.— 2012 № 6.— С. 2-7.
20. Интеллектуальная сеть кластера "Эльгауголь" Центр управления группой ПС с адаптивной системой регулирования напряжения и реактивной

мощности" [Текст] / Артем Поляков, Константин Михин // ЭнергоРынок. - 2012. - № 5 (100): Июнь. - С. 66-71 : ил., табл. - Библиогр.: с. 71

21. Новое поколение технологий для электросетей России [Текст] / Сергей Кабанов // ЭнергоРынок. - 2012. - № 9 (104): Ноябрь. - С. 69-71

22. Интеллектуальная электроэнергетическая система [Текст] : системы контроля и состояния ЛЭП / А. Ю. Хренников [и др.] // Электро. Электротехника. Электроэнергетика. Электротехническая промышленность. - 2013. - № 1. - С. 11-15

23. "Smart Grid не определяется интересами государств, корпораций, партий" [Текст] / Дмитрий Новицкий, Иван Данилин // ЭнергоРынок. – 2013

24. Исследование динамических свойств MicroGrid при параллельной работе с энергосистемой [Текст] / К. А. Скурихина, А. Ю. Арестова, Д. В. Армеев // Вестник науки Сибири. - 2015. - № 15, ч. 1 : Спецвыпуск. - С. 93-102

25. Воропай Н.И., Негневицкий М, Томин Н.В. и др. Интеллектуальная система для предотвращения крупных аварий в энергосистемах // Электричество. №8. 2014. С.19-31.

26. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / Р. Н. Бердников, В. В. Бушуев, С. Н. Васильев и др. — М.: ОАО "НТЦ ФСК ЕЭС", 2012. — 235 с.

27. Таджибаев А.И., Назарычев А.Н., Андреев Д.А. Задачи управления техническим состоянием производственных активов объектов энергетики при реализации концепции smart grid // Энергоэксперт, 2012. – № 3 - С. 78 – 81.

28. Асташев М.Г., Рашитов П.А., Новиков М.А., Федорова М.И., Голодов А.В., Рожков А.Н., Фазоповоротное устройство с тиристорным управлением // Энергетическая безопасность Союзного государства: сборник материалов секции, 6 – 11 октября 2014 года / Белорусский национальный технический университет, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ». – Минск: БНТУ, 2014. – С. 153–154.

29. Хренников А.Ю. Интеллектуальная электроэнергетическая система: системы контроля состояния ЛЭП [Текст] / А.Ю. Хренников, С.В. Власьевский, О.В. Гринько, П.С. Радин // ЭЛЕКТРО .-2013.- № 1.-С .11-16.

30. Измайлов С.В., Шульга А.Р., Шульга Р.Н., Змиева К.А. Новые подходы к созданию энергоинформационных распределительных сетей // Электротехника, 2014, № 2.

31. К вопросу об оценке интеллектуальных сетей [Текст] / С. С. Сынтульский // Промышленная энергетика. - 2014. - № 7. - С. 24-26. - (Проекты и исследования). - Библиогр.: с. 26 (9 назв.) . - ISSN 0033-1155

32. В.С. Соколов «Оптимальный путь интеллектуальной электроэнергетики России» в журнале «ЭНЕРГОЭКСПЕРТ», №3, 2014 год.

33. Дроздова, Т. В. Интеллектуальные технологии в ТЭК: отечественные решения по созданию "умной энергетики" / Т. В. Дроздова, И. В. Рыбин. - С.40-42 : ил.: АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.

34. Концепция Smart Grid [Текст] : перспективы инновационного развития распределительных сетей Амурской области / И. Н. Михальченко, Н. В. Савина // Вестник Иркутского Государственного Технического Университета. - 2014. - № 9. - С. 201-208

35. Окороков Р.В., Задорожний А.В. Оценка эффективности интеллектуальных технологий. Академия Энергетики. -2015, № 2. - С.24-32. 08.03.2015

36. Гужов С.В. Значение интеллектуальных электросетей в развитии регионов России [Текст] / С. В. Гужов // Энергосбережение. - 2015. - № 7. - С. 42-45 : ил. - Библиогр.: с. 45 (1 назв.) . - ISSN 1609-7505

37. Сорокин Д.В., Гусарова А.А., Баранов И.Л. Отработка технологий повышения энергоэффективности электросетевого комплекса ЕНЭС на базе цифрового Полигона интеллектуальных энергосистем. Энергия Единой Сети, 2015, № 5 - 6, 104

38. Горчаков А.А. Практическая реализация концепции Smart Grid / А.А. Горчаков, П.В. Кабанов. Автоматизация и ИТ в энергетике. 2015, №12, 4

39. Clark W. Gellings. The Smart Grid. Enabling Energy Efficiency and Demand Response. («Умные» сети. Путь к повышению энергоэффективности и гибкому управлению спросом на электроэнергию), 2009.

40. Eric D. Knapp. Industrial Network Security. (Безопасность промышленных электрических сетей), 2011.

41. Ryszard Strzelecki, Grzegorz Benysek. Power Electronics in Smart Electrical Energy Networks. («Силовая электроника на службе у «умных» электроэнергетических сетей»), 2008.

42. Peter Fox-Penner. SMART POWER. Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities. («Умное» электроснабжение. Климатические Изменения, «Умные» Сети и Будущее Электроэнергетических Компаний.). – 2010.

43. Andres Carvallo, John Cooper. The Advanced Smart Grid. Edge Power Driving Sustainability (Передовые технологии «умных» сетей). – 2011.

44. Экологические аспекты в энергосберегающей политике на этапе создания в России интеллектуальных энергосистем с активно-адаптивной сетью [Текст] / М. С. Балабанов, С. В. Бабошкина, Р. Н. Хамитов // Известия Томского политехнического университета. - 2015. - Т. 326, № 11 : Инжиниринг георесурсов. - С. 141- 152

45. Умные сети" в электроэнергетике [Текст] / В. Дорофеев // Электроэнергетика: сегодня и завтра. - 2011. - № 4. - С. 6-10

46. Гуревич, Ю. Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю. Е. Гуревич – М. : Энергоатомиздат, 1990.—390 с.

47. 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.

48. РД 39-135-94 Нормы технологического проектирования газоперерабатывающих заводов

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

50. 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).

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

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

53. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с .

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

55. Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2017-2021 годов от 25.08.2017.

56. Алюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100 - 25.03.2018.

57. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.

58. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).

59. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> - 1.12.2017

60. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
61. 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.
62. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: проектирование : учеб. пособие / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. - 2-е изд., испр. и доп. - Минск : Высш. шк., 1988. - 308 с.
63. Правила устройства электроустановок. – СПб.; ДЕАН, 2008. – 704 с.
64. Положение ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе, утвержденное Советом директоров ОАО «Россети» (Протокол №138 от 23.10.2013г)
65. Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)». – М. : Минэнерго, 2007. – 59 с.
66. Постановление Правительства РФ «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» от 11.07.2001г. № 526
67. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждённые Приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. № 229, зарегистрированные Минюстом России от 20.06.03 №4799
68. Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России до 2030г., от 19.06.2008 №291
69. Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.
70. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003г. № 35

71. 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.
72. Арзамасцев Д.А., Липес А.В. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях. – М.: Высш.шк., 1989. – 127 с.
73. Воротницкий В.Э., Загорский Д.Г., Апрытник В.Н., Западинов В.А. Расчет, нормирования и снижение потерь электроэнергии в городских электрических сетях // Электрические станции. – 2000. - №5.
74. Типовая инструкция по эксплуатации линий электропередачи напряжением 35 – 800 кВ РД 34.20.504-94
78. Нормах технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ» (СТО 56947007-29.240.55.016-2008)
76. ГОСТ Р 54419-2011 (МЭК 60076-12:2008) Национальный стандарт РФ. Трансформаторы силовые.
77. Силовые трансформаторы. Справочная книга / Под ред. С. Д. Лизунова, А. К. Лоханина. — М.: Энергоатомиздат, 2004. — 616 с.
78. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.30.010-2008 «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»
79. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС)
80. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 5694700729.240.30.047-2010
81. Нормирование показателей качества электроэнергии и их оптимизация/ под ред. А.Богуцкого, А.З.Гамма, И.В.Жежеленко. – Гливице; Иркутск, 1988. – 249 с.

82. Постановление Правительства РФ «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» от 17.10.2009г. №823
83. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.
84. ГОСТ 32145-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2013. – 63 с.
85. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.: Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – 2-е изд., перераб и доп. – М.: Высш. шк., 1998. – 511с.: ил
86. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем/ В.И. Идельчик.–М.: Энергоатомиздат, 1988.
87. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии/ А.А. Герасименко, В.Т. Федин – Изд. 2-е. – Ростов н/Д: Феникс, 2008. – 715с., с.322.
88. Ставка рефинансирования Центрального банка Российской Федерации. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm.htm 20.04.18.
89. Гамм А.З. Оценивание состояния в электроэнергетике/ А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, И.И. Голуб и др. – М.: Наука, 1983. – 320с
90. Способ нормализации уровней напряжения в ЭЭС/ В.Е. Фарафонов, Н.Ш. Чемборисова //8-й международный симпозиум по электромагнитной совместимости и электромагнитной экологии. Труды симпозиума 16-19 июня 2009г. Санкт-Петербург. - 2009 г.
91. Железко, Ю.С. Стратегия снижения потерь и повышения КЭ в электрических сетях // Электричество. – 1992.- №5. – с.6.

92. РД34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. – М.: СПО ОРГРЭС, 1995. – 35 с.

93. Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям. Приказ Минэнерго России № 326 от 30 декабря 2008 г

94. Статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://avd-electro.ru/produksiya/stk/> - 02.05.2018.

95. Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test - 18.05.2018.

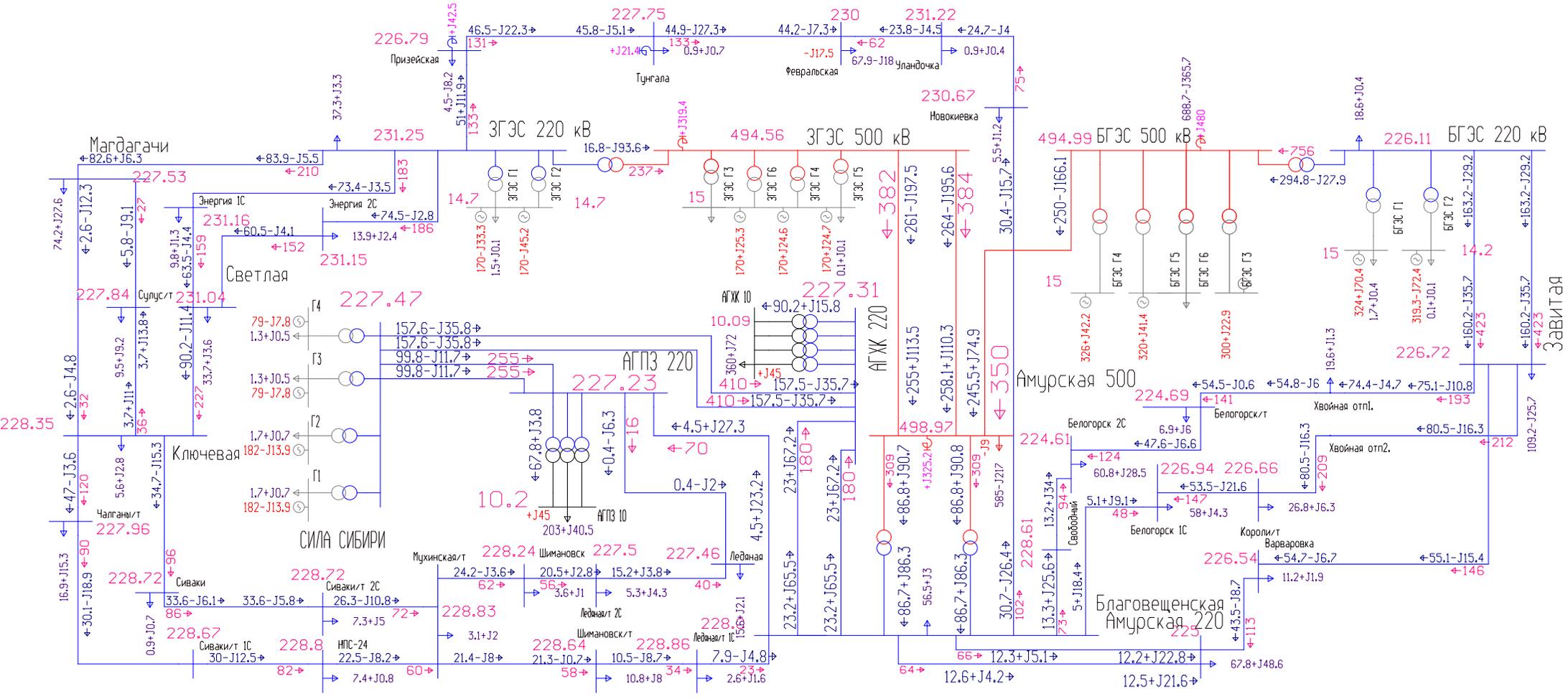
96. Пешков, В. М. Разработка и исследование системы управления статическим компенсатором реактивной мощности типа СТАТКОМ для электро-137 энергетических систем [Текст]: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (05.14.02 и 05.09.12) / В. М. Пешков; ОАО «НТЦ электроэнергетики» - «ВНИИЭ». Москва, 2009. – 23 с

97. Паздерин, А. В. Повышение надежности функционирования энергосистем за счет технологии гибких систем передачи переменного тока / А. В. Паздерин, С. А. Солдаткин // Электрические станции. – 2009. – №5. – С. 38-41.

98. Николаев, А. В. Система регулирования преобразователя напряжения, работающего в режиме компенсатора реактивной мощности / А. В. Николаев // Труды международной науч.-практ. конф. Теоретические и практические проблемы развития электроэнергетики России. – Москва, 2003. – С. 56

99. Логинова, С. В. Использование оценочных методов для выбора установки компенсирующих устройств / С. В. Логинова, Н. Ш. Чемборисова, Д. В. Щетинин // III Междунар. науч.-техн. конф.: Энергетика глазами молодежи: В 1 Т. – Екатеринбург, 2012. – Т.1. – С. 588–593.

Схема нормального режима работы при подключении объектов ГПЗ и ГХК



Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
Завитая - БГЭС 220 кВ	423	960,0	44,1
Завитая - БГЭС 220 кВ	423	1250,0	33,9
Завитая - Хвойная отп.1.	193	630,0	30,7
Завитая - Хвойная отп.2.	212	630,0	33,7
Амурская 500 - БГЭС 500 кВ	350	1000,0	35,0
ЗГЭС 500 кВ - Амурская 500	384	1000,0	38,4
Короли/т - Хвойная отп.2.	209	630,0	33,2
ЗГЭС 500 кВ - Амурская 500	382	1000,0	38,2
АГХК 220 - СИЛА СИБИРИ	410	1087,0	37,7
АГХК 220 - СИЛА СИБИРИ	410	1087,0	37,7

Отклонения напряжений в нормальном режиме работы

Название	U_ном	U	dU
Энергия 2С	220	231.15	5.07
Энергия 1С	220	231.16	5.07
Светлая	220	231.04	5.02
ЗГЭС 220 кВ	220	231.25	5.11
Уланочка	220	231.22	5.1

МД 164.14.13.04.02 Сх

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Схема нормального режима работы при подключении объектов ГПЗ и ГХК	Лист	Масса	Масштаб
Разработ	Введенный КО					3		Листов 3
Проверил	Сабина Н.В.							
Техник								
Рецензент								

Разработчик: А.И. Козлов
 Проверил: Сабина Н.В.
 Рецензент: А.И. Козлов
 Проверил: Сабина Н.В.

Лист 3
 Масса
 Масштаб
 АИГУ
 Кафедра энергетики