

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

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2021 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Инновационное развитие электрической сети Приморского края в
связи с подключением подстанции Петровская

Исполнитель
студент группы 942 - ом _____ Д. А. Солдатов
подпись, дата

Руководитель
профессор,
доктор техн. наук _____ Н. В. Савина
подпись, дата

Руководитель
Научного содержания
программы магистратуры _____ Н. В. Савина
подпись, дата

Нормоконтроль
старший преподаватель _____ И.А. Лисогурский
подпись, дата

Рецензент _____
подпись, дата

Благовещенск 2021

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2021г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Солдатов Денис Александрович

1. Тема выпускной квалификационной работы: Инновационное развитие электрической сети Приморского края в связи с подключением подстанции Петровская
(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе результаты контрольных замеров, потери электроэнергии, аварийность по подстанциям Находкинского района Приморского края, однолинейная электрическая схема Находкинского района, информация предоставлена с преддипломной практике.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Современное состояние схемной и режимной ситуации электрических сетей 35-110 кВ Находкинского района Приморского края в районе Восточного Порта; развитие электрической сети 35-110 кВ Находкинского района Приморского края в районе Восточного порта; инновационное развитие электрических сетей Находкинского района Приморского края на основе концепции Smart Grid; оценка показателей вариантов проектирования развития электрической сети с учетом потерь электроэнергии; стоимостная оценка результатов модернизации.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 листа графической части: варианты проектируемой системы электроснабжения для подключения ПС «Петровская», однолинейная схема ПС «Петровская», 35 таблиц, программный продукт Mathcad, RastrWin3.

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна,
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

профессор, доктор технических наук _____

Задание принял к исполнению (дата): _____
_____ (подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 120 с., 23 рисунка, 48 формул, 35 таблиц, 45 источников.

СХЕМА СЕТИ, ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, НАГРУЗКА, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЯ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА, ТРАНСФОРМАТОРЫ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ПОТЕРИ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЕ, РЕЖИМ.

Магистерская диссертация посвящена разработке варианта инновационного развитие электрической сети Приморского края в связи с подключением подстанции Петровская. В ходе проектирование решены задачи: анализ современного состояние схемной и режимной ситуации электрических сетей 35-110 кВ Находкинского района Приморского края в районе Восточного Порта; развитие электрической сети 35-110 кВ Находкинского района Приморского края в районе Восточного порта; инновационное развитие электрических сетей Находкинского района Приморского края на основе концепции Smart Grid; оценка показателей вариантов проектирования развития электрической сети с учетом потерь электроэнергии; стоимостная оценка результатов модернизации.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Современное состояние схемной и режимной ситуации электрических сетей 35-110 кВ Находкинского района Приморского края в районе Восточного порта	9
1.1 Характеристика района проектирования Восточного порта	9
1.2 Анализ источников питания	10
1.3 Анализ существующих сетей 35-110 кВ Находкинского района в районе Восточного порта	11
1.4 Аварийность существующей электрической Находкинского района Приморского края в районе Восточного порта	18
1.5 Потери электроэнергии существующей электрической сети Находкинского района Приморского края в районе Восточного порта	20
1.6 Анализ режимов существующих сетей Находкинского района Приморского края в районе Восточного порта	21
1.7 Выводы	39
2 Развитие электрической сети 35-110 кВ Находкинского района Приморского края в районе Восточного порта	41
2.1 Проектирование электрической сети напряжением 35-110 кВ Находкинского района Приморского края при подключении третьей очереди Восточного порта на основе классического оборудования	42
2.2 Разработка однолинейной схемы	49
2.3 Выбор оптимального варианта проектирования электрической сети на классической основе	60
2.3.1 Определение капитальных вложений в сеть	61
2.3.2 Расчет потерь электроэнергии	62
2.3.3 Определение эксплуатационных издержек	64
2.3.4 Эквивалентные годовые расходы	65

2.4 Выводы	66
3 Инновационное развитие электрических сетей Находкинского района Приморского края на основе концепции Smart Grid	67
3.1 Оценка предпосылок и перспектив развития отечественной энергетики на платформе Smart grid на примере филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в контексте типичных для отрасли задач и проблем	67
3.2 Классификация предпосылок и общих принципов развития энергетики на платформе Smart Grid в сравнении с действующей классической концепцией	76
3.3 Анализ выбранного варианта развития сети 35-110 кВ Приморского края в районе Восточного порта с использованием принципов построения активно-адаптивной сети и на основе классических принципов проектирования	79
3.4 Преимущества ПС Петровская с установкой инновационного оборудования	81
3.5 Выбор и проверка выключателей	82
3.6 Выбор и проверка разъединителей	85
3.7 Выбор и проверка трансформаторов тока	86
3.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	91
3.9 Выбор ВЛ 110 кВ ПС Петровская	94
3.10 Оценка надежности сети с использованием инновационного оборудования и на основе классических принципов проектирования	95
4 Оценка показателей вариантов проектирования развития электрической сети с учетом потерь электроэнергии	105
4.1 Потери электроэнергии в проектируемой сети	105
4.2 Выводы	109
5 Стоимостная оценка результатов модернизации	110
Заключение	114
Библиографический список	116

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР	- автоматический ввод резерва;
БК	- батареи конденсаторов;
ВН	- высокое напряжения;
ВЛ	- воздушная линия;
ВНД	- внутренняя норма доходности;
ДРСК	- Дальневосточная распределительная сетевая компания;
ИД	- индекс доходности;
КУ	- компенсирующее устройство;
ОРУ	- открытое распределительное устройство;
ПС	- подстанция;
ПБВ	- устройство регулирования без возбуждения;
ПВК	- программно вычислительный комплекс;
РПН	- устройство регулирования под нагрузкой;
ЧДД	- чистый дисконтированный доход.

ВВЕДЕНИЕ

Умеренный рост спроса на электрическую энергию является одной из основных тенденций развития энергетической отрасли, определяющих ход развития электросетевого комплекса. Такие темпы обусловлены постепенным повышением энергоэффективности. Для электроэнергетической системы Находкинского района характерен непрерывный рост нагрузок, действующая схема сетей в районе Восточного порта Находкинского района Приморского края не отвечает современным требованиям и не позволяет обеспечить электроснабжение с требуемой степенью надёжности.

Актуальность темы исследования - В настоящее время перед энергетическими организациями стоит задача масштабной модернизации электросетевого хозяйства через внедрение инновационных технологий и решений. Для этого создается принципиально новая технологическая платформа энергетической системы – интеллектуальная электрическая сеть с активно-адаптивными элементами.

Эта проблема актуальна, так как позволяет обеспечить качественно новый уровень надежности, экономичности и безопасности электрических сетей и всей электроэнергетической системы России. Электрические сети будущего позволяют самостоятельно контролировать состояние и режим работы всех участников процесса электроснабжения и автоматически выполнять решения для бесперебойного электроснабжения потребителей. При этом электрическая сеть насыщается активными элементами, позволяющими в зависимости от ситуации изменять ее физические характеристики, увеличивая пропускную способность и регулируя качество поставляемой электроэнергии.

Объект исследования – электрические сети Находкинского района Приморского края в районе Восточного порта.

Предмет исследования - инновационное развитие в районе Восточного порта, с использованием принципов введения инновационного оборудования на ПС Петровская.

Цель исследования - проектирование развития электрической сети 35-110 кВ Приморского края в районе Восточного порта с использованием принципов построения активно-адаптивной сети и инновационного оборудования.

Для достижения данной цели будут поставлены следующие задачи:

- анализ современного состояние схемной и режимной ситуации электрических сетей 35-110 кВ Находкинского района Приморского края в районе Восточного Порты;
- развитие электрической сети 35-110 кВ Находкинского района Приморского края в районе Восточного порта;
- инновационное развитие электрических сетей Находкинского района Приморского края на основе концепции Smart Grid;
- оценка показателей вариантов проектирования развития электрической сети с учетом потерь электроэнергии;
- стоимостная оценка результатов модернизации.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad, RastrWin3.

Участие в двух конференциях, 23-25 ноября 2020 г. День науки 2020 Программа XXIX Секция Современные аспекты энергетики выступление с докладом «Цифровая подстанция как средство повышения надежности и управляемости электрической сети», 20 мая 2021 г. XXII региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее» выступление с докладом «Принципы построения и техническая реализация цифровых подстанций, и публикация статьи».

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СХЕМНОЙ И РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 35-110 кВ НАХОДКИНСКОГО РАЙОНА ПРИМОРСКОГО КРАЯ В РАЙОНЕ ВОСТОЧНОГО ПОРТА

При проектировании развития электрической сети, в связи с подключением третьей очереди Восточного порта, должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. Поэтому необходимо дать характеристику района проектирования, электрической сети, а именно: ее конфигурацию, схемы присоединения и схемы РУ подстанций, характеристику линий электропередачи и трансформаторов, а также перечень оборудования подстанций, на которых планируется реконструкция.

1.1 Характеристика района проектирования Восточного порта

Восточный порт – крупнейший тихоокеанский порт России, расположен на территории города Находки в Находкинском районе. Находка расположена на востоке полуострова Трудный, омываемого водами Японского моря, которое входит в акваторию Тихого океана. Являясь третьим по величине городом Приморья после Владивостока и Уссурийска, Находка имеет выгодное геополитическое положение. На протяжении последних лет город стабильно занимает лидирующее или одно из первых мест по Приморскому краю по всем показателям социально-экономического развития.

Экономический потенциал города характеризуется наличием ряда крупнейших предприятий морского транспорта, рыбодобывающей и рыбоперерабатывающей промышленности, пищевой промышленности и судоремонта. Стратегическое преимущество Находки – естественные, незамерзающие, глубоководные порты Торговый, Восточный, Рыбный и Нефтеналивной. Они имеют развитую базовую инфраструктуру и регулярное сообщение с Японией, Республикой Кореей, Китаем, КНДР, США и Канадой.

В структуру Восточный Порты входят два производственно-перегрузочных комплекса. Первый – единственный в Приморском крае специализированный Угольный комплекс с системой конвейерного оборудования и станцией разгрузки вагонов. Уровень автоматизации достигает 98,9%. Мощность перевалки – 14,2 млн. тонн в год. Основу грузооборота составляют уголь, нефтепродукты и контейнерные грузы.

В перспективе в порту Восточный планируется строительство третьей очереди крупнейшего Угольного терминала России. Потребление воды, электроэнергии и тепла Восточный Порты будет сопоставимо с действующим угольным комплексом с подключением планируемой мощности 36 МВт.

Для подключения нагрузки 36 МВт необходимо рассмотреть анализ существующей сети Находкинского района и источников питания.

1.2 Анализ источников питания

Основным источником питания электроснабжение Находкинского района является Партизанская ГРЭС.

Электростанция ПаГРЭС расположена на Партизанском участке высоковольтных электрических сетей. Установленная мощность 150 МВт. В составе ТЭЦ работают 2 генератора, первый установленной мощностью 100 МВт и второй 50 МВт. Оба генератора работают на шины 110 кВ. ОРУ 220 подключено через автотрансформаторы связи, ОРУ 35 кВ подключено через трехобмоточные трансформаторы 110/35/10. Выдача мощности с шин 110 кВ производится по 5 линиям: двухцепной ВЛ ПаГРЭС – ХФЗ, ВЛ Южная, ВЛ Находка – тяга, ВЛ до ПС Екатериновка. По линиям 220 кВ, связь осуществляется с ПС Широкая, Чугуевка-2. Загрузка генераторов на Партизанской ГРЭС составляет Г1-39%, Г3- 25%, 1АТ-34%, 2АТ-23%, что говорит о возможности подключения питания дополнительной нагрузки 36 МВт. Так как на Партизанская ГРЭС резервных ячеек со стороны 110 кВ и 220 кВ нет, рассмотрим подключение к существующей сети.

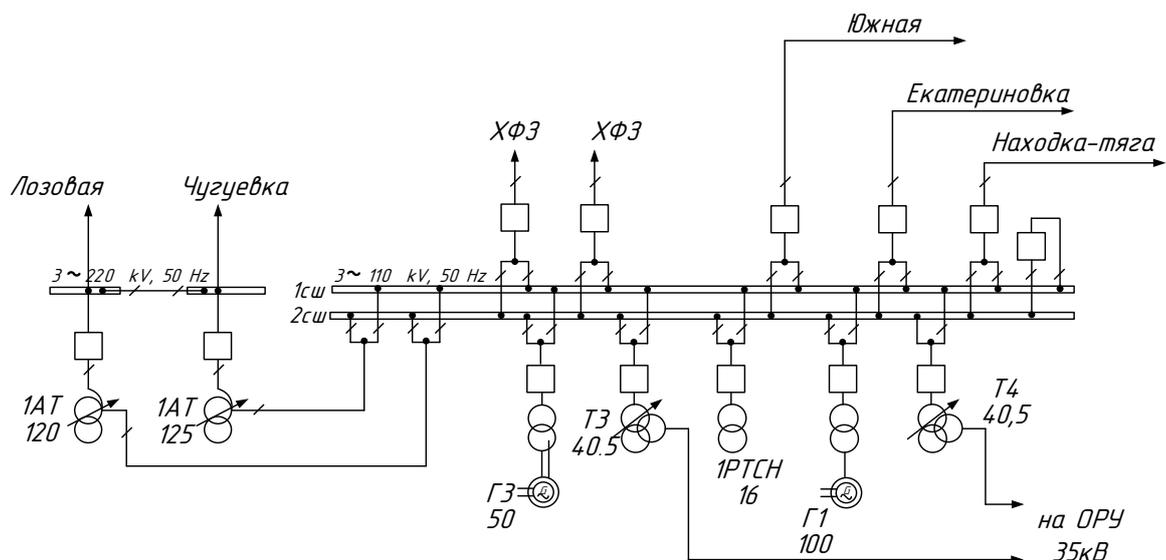


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПаГРЭС

1.3 Анализ существующих сетей 35-110 кВ Находкинского района в районе Восточного порта

На рисунке 2 представлен район расположения рассматриваемой сети.

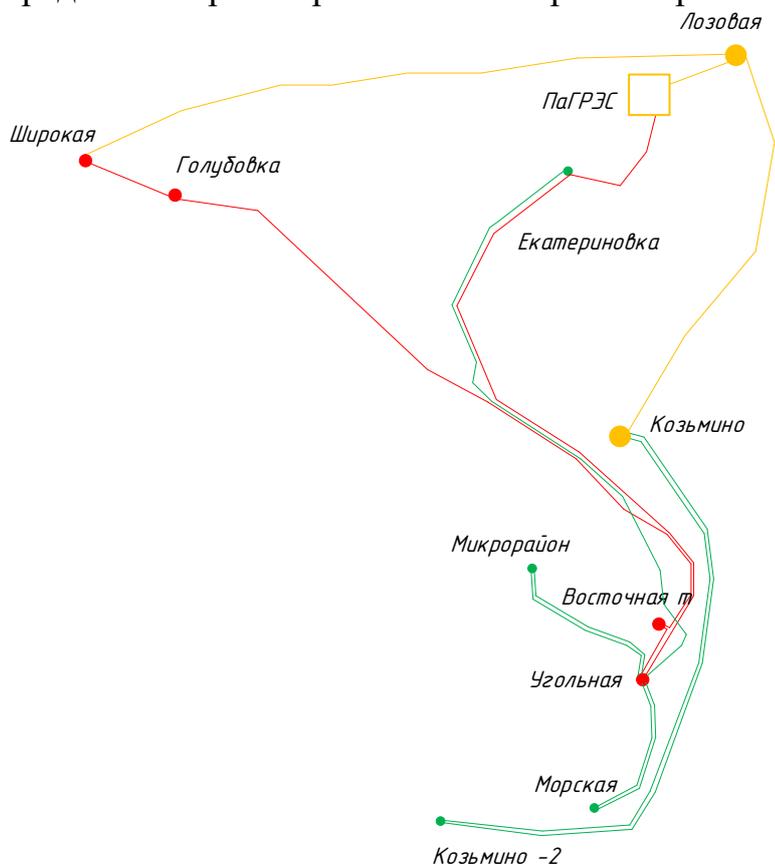


Рисунок 2 – Район расположения сети

Схема электрической сети Находкинского района в районе Восточного порта замкнутая радиально - магистральная, включает в себя пять подстанций 110 кВ и две подстанции 35 кВ.

Назначением каждой из ПС и ее «местоположением» в электрической сети определяется тип схемы электрических соединений подстанций (рисунок 4).

ПС 220/110/35/6 кВ «Широкая». Схема РУ 220 кВ - «Одна секционированная система шин» (Схема 9). Схема РУ 110 кВ - «Две рабочие и обходная системы шин» (Схема 12). Схема РУ 35 кВ - «Одна секционированная система шин» (Схема 9).

ПС 110/6 кВ «Голубовка» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 110 кВ - «Одна секционированная система шин» (Схема 9). Распределительное устройство имеет два трансформаторных присоединения.

ПС 110/27,5/10 кВ «Восточная тяга» - с тремя РУ с двумя трехобмоточными трансформаторами. Схема РУ 110 кВ - «Два блока и неавтоматической переключкой со стороны линии» (Схема 4Н).

ПС 110/35/6 кВ «Угольная» - исполнено по схеме: два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий (Схема 4Н). РУ имеет два трансформаторных и два линейных присоединения. РУ 35 кВ выполнены по схеме: одна секционированная система шин, РУ 10 кВ две секционированные системы шин.

ПС 110/35/6 кВ «Екатериновка» - с двумя РУ с двумя трехобмоточными трансформаторами. Схема РУ 110 кВ - «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переключкой со стороны линий» (Схема 5Н).

ПС 500/220/10 кВ «Лозовая» - Схема РУ 220 кВ - «Одна секционированная система шин» (Схема 9). Схема РУ 10 кВ «Одна секционированная система шин» (Схема 9).

ПС 220/35/6 кВ «Козьмино» - с двумя РУ с двумя трехобмоточными трансформаторами. Схема РУ 220 кВ - «Мостик с выключателями в цепях

трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (Схема 5Н).

ПС 35/6 кВ «Микрорайон» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «Одна секционированная система шин» (Схема 9). Распределительное устройство имеет два трансформаторных присоединения.

ПС 35/6 кВ «Морская» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «Одна секционированная система шин» (Схема 9). Распределительное устройство имеет два трансформаторных присоединения.

ПС 35/6 кВ «Козьмино 2» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «Одна секционированная система шин» (Схема 9). Распределительное устройство имеет два трансформаторных присоединения.

Рассмотрим характеристику воздушных линий Находкинского района в районе Восточного порта, нагрузка представлена согласно ведомостям максимального зимнего контрольного замера 2020 года (нагрузки получены у территориальной сетевой организации АО «ДРСК») и представлены в таблице 3.

Экономическая плотность тока определяется по формуле:

$$J_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{нб}}}{F_{\text{эк}}}; \quad (1)$$

Согласно ПУЭ экономическая плотность тока выбирается в зависимости от вида проводника и времени использования максимальной нагрузки. Покажем для каждой линии максимальную плотность тока.

Таблица 1 - Характеристика линий электропередачи рассматриваемого района

Наименование ВЛ	Марка провода	сеч., мм ²	Длина, км	нагрузка, А	макс. пл.ток а, А/мм ²
ВЛ 220 кВ ПаГРЭС-Лозовая	АС	300/39	22	208	0.693
ВЛ 220 кВ Лозовая – Широкая	АС	300/39	32,3	395	1.317
ВЛ 220 кВ Лозовая - Козьмино	АС	300/39	28,36	13.55	0.045
ВЛ 110 кВ ПаГРЭС-Екатериновка	АСК	185/29	19,92	378	2.043
ВЛ 110 кВ Екатериновка-Угольная	АСК	185/29	26,44	291	1.573
ВЛ 110 кВ Угольная-Восточная тяга	АСК	185/29	1,1	148	0.8
ВЛ 110 кВ Восточная тяга - Голубовка	АСК	185/29	19,7	171	0.924
ВЛ 110 кВ Голубовка-Широкая	АС	185/29	18,2	203	1.097
ВЛ 35 кВ Угольная Микрорайон	АС	120/19	4,8	64	0.53
ВЛ 35 кВ Угольная - Морская	АС	95/16	4,2	67	0.705
ВЛ 35 кВ Козьмино-Козьмино 2	АС	95/16	12	10	0.105

По загрузке линий рассматриваемого района видно, что на ВЛ 220 кВ Лозовая – Широкая, ВЛ 110 кВ ПаГРЭС-Екатериновка, ВЛ 110 кВ Екатериновка-Угольная наблюдается превышение нормированного значения экономической плотности тока (1,3) [4], что в свою очередь приведет к уменьшению срока службы линии, увеличение потерь электроэнергии, увеличение падения напряжения.

Нагрузка ПС 110-35 кВ Находкинского района согласно ведомостям максимального зимнего контрольного замера 2020 года, приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Данные по ПС загрузки трансформаторов по результатам КЗ 2020 г.

Наименование подстанции	№ тр-ра	Установленная мощность трансформатора, МВА	P, МВт	Q, МВАр	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6
Лозовая	АТ-1	3x167	168	36	33,6
Козьмино	Т-1	40	20,1	8,04	50.81
	Т-2	40	27,2	10,8	58.11
Екатериновка	Т-1	16	8,3	2,2	53.67
	Т-2	16	7,8	1,9	50.18

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Угольная	T-1	40	28,2	13	77.63
	T-2	40	18,7	8,7	51.56
Восточная тяга	T-1	25	3,3	1,7	14.85
	T-2	25	1,6	0,8	7.16
Голубовка	T-1	16	6,7	4,8	51.51
	T-2	16	5,3	2,7	37.18
Микрорайон	T-1	10	3,5	1,21	37.03
	T-2	10	3,7	1,3	39.22
Морская	T-1	10	3,85	1,5	41.32
	T-2	10	4,4	1,7	47.17
Козьмино 2	T-1	10	0,4	0,2	4.47
	T-2	10	0,6	0,2	6.32

Загрузка трансформаторов в нормальном режиме на всех подстанциях ниже нормируемых значений. При отключении одного трансформатора в ремонтном или аварийном режиме, на втором трансформаторе загрузка на ПС Екатериновка составит 103,85%, ПС Козьмино 108,92 % что не превышает значение допустимой длительной перегрузки, так как для трансформаторов с системой охлаждения Д, находящихся в эксплуатации до 30 лет, длительно допустимая перегрузка без ограничения по времени, с возможным повышенным износом изоляции, при температуре окружающей среды от +10 °С до -25 °С составляет 120 % (согласно приказу Минэнерго России №81 от 08.02.2019). А на ПС Угольная 129,19 %, превышение значение допустимой длительной перегрузки.

Так как по географическому признаку Восточный порт находится около ПС Угольная и Козьмино 2, подключение мощности 36 МВт невозможно, это так же обусловлено износом значительной части электрических сетей, нагрузкой ПС, а так же на многочисленных подстанций выработан нормативный срок эксплуатации, сети имеют неудовлетворительное физическое состояние и требуют реконструкции, замены.

Для решения приведенных проблем необходимо спроектировать новую подстанцию и рассмотреть варианты подключения ее к существующей сети, которая направлена на увеличение пропускной способности сети.

На рисунке 3 представлена однолинейная схема существующей электрической сети Приморского края в районе Восточного порта.

Для определения целесообразности подключения третьей очереди Восточного порта Находкинского района на основе классических принципов и инновационных технологий, целесообразно рассмотреть аварийность существующей электрической сети Находкинского района Приморского края в районе Восточного порта.

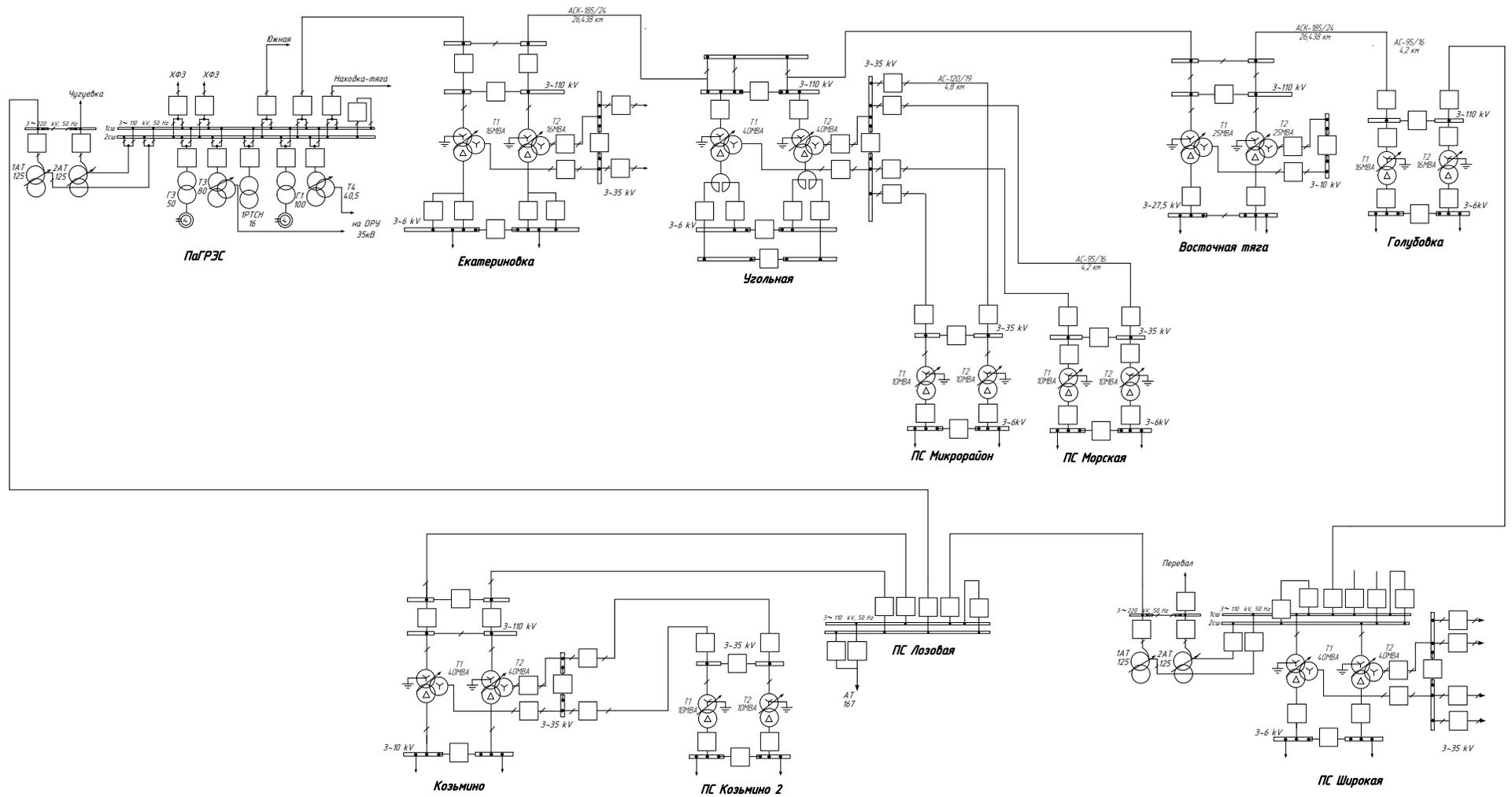


Рисунок 3 – Однолинейная существующая схема электрической сети Приморского края в районе Восточного порта

1.4 Аварийность существующей электрической сети Находкинского района Приморского края в районе Восточного порта

Проведем анализ аварийности Находкинского РЭС, для того что бы определить какие ВЛ и ПС подвержены наибольшему количеству отключений и определим причины отключений.

По зоне обслуживания Находкинского РЭС общее количество отключений в 2018 году составило: 253 - по ВЛ, 23- по ПС; в 2019 году- 189- по ВЛ, 13 - по ПС; в 2020 году- 302 по ВЛ, 27- по ПС. Наибольшее число раз отключалась ВЛ 110 кВ «Екатериновка-Угольная» - в 2018 г.- 27 раз, в 2019 г.- 10 раз, в 2020 г- 16 раз. А так же ВЛ 35 кВ «Козьмино-Козьмино 2»- в 2018 г.- 10 раз, в 2019 г.- 9 раз, в 2020 г.- 6 раз (информация предоставлена на преддипломной практике в АО "ДРСК»).

Таблица 3 – Показатели аварийности в сетях Находкинского РЭС филиала АО «ДРСК» «Приморские ЭС» для ВЛ

ВЛ	Общее количество отключений			Среднее время простоя потребителя, час:мин			Среднее время устранения повреждения, час:мин			Работа АПВ, РПВ, в % от общего числа отключений		
	2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020
110 кВ «ПаГРЭС-Екатериновка»	27	10	12	18:52	9:52	8:06	11:20	1:52	106	92.6	98,3	98,5
110 кВ «Екатериновка-Угольная»	3	2	3	0:20	0:10	0:30	0:19	0:15	0:20	66.7	60,5	68,1
110 кВ «Голубовка-Широкая»	10	9	11	2:56	1:35	2:21	2:30	1:46	2:21	60.0	77.8	58,3
35 кВ «Угольная-Микрорайон»	4	3	5	0:32	0:44	00:58	1:38	2:28	2:58	75.0	80	81
ВЛ 35 кВ «Козьмино-Козьмино №2»	3	2	4	0:20	0:32	0:40	00:18	00:25	00:10	75.0	50.0	100

Таблица 4 – Показатели аварийности в сетях Находкинского РЭС филиала АО «ДРСК» «Приморские ЭС» для ПС

ПС	Общее количество отключений			Среднее время простоя потребителя, час:мин			Среднее время устранения повреждения, час:мин			Работа АПВ, РПВ, в % от общего числа отключений		
	2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020
Лозовая	8	4	6	16:10	10:20	11:45	5:10	6:20	4:45	25.0	100	50
Широкая	5	2	4	5:43	3:10	2:10	2:43	3:10	2:12	-	-	-
Екатериновка	3	2	1	4:13	0	0	4:13	0	0	-	-	-
Угольная	6	5	7	14:10	13:10	13:00	05:21	6:20	7:40	-	-	-
Голубовка	3	6	4	17:48	15:24	13:12	6:48	5:10	7:10	-	-	-
Восточная тяга	2	3	3	4:53	1:05	1:21	4:53	1:05	1:21	-	33	33
Морская	0	0	1	0	0	1:10	0	0	1:10	-	-	-
Козьмино - 2	0	2	0	0	0:09	0	0	0:09	0	0	100	0

Основными причинами аварийности Находкинского района Приморского края являются:

- большой физический износ электросетевого оборудования. Линии, эксплуатируются более 50 лет и требуют капитального ремонта с частичной заменой опор и провода;

- неблагоприятные погодные условия (порывы ветра, обильные выпадения осадков, налипание снега на провода);

- грозовые перенапряжения (при прохождении грозового фронта);

- неудовлетворительное состояние ведомственных линий.

Недоотпуск электроэнергии Находкинского района по Приморскому краю в 2018 году составил 323,14 тыс. кВт.час, в 2019 году-282,56 тыс. кВт.час, в 2020 году- 296,3 тыс. кВт.час. Всего за 3 года- 902 тыс. кВт.час на сумму 1019,26 тыс. руб.

1.5 Потери электроэнергии в существующей электрической сети Находкинского района Приморского края в районе Восточного порта

Величина потерь электроэнергии при её передаче и распределении и тенденции её изменения является важнейшим показателем технико-экономического состояния электрических сетей и уровня их эксплуатации, энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии. По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при её передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5 %. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям [8].

Анализ потерь электроэнергии в Находкинском районе приведён в таблице 8. Он показал, что уровень потерь электроэнергии при её транспортировке превосходит допустимые пределы. В процентном отношении к отпуску в сеть в целом по филиалу потери электроэнергии составили в 2018 году- 18,07%, в 2019 г.- 16,73%, в 2020г.-15,78% (информация предоставлена на преддипломной практике в АО "ДРСК»).

Высокий уровень потерь электроэнергии в распределительных сетях Находкинского района Приморского края в основном обусловлен следующими факторами: неоптимальными режимами работы сетей, характеризующимися большой дисперсией активной и реактивной мощностей, отклонением напряжения в узлах – завышенным в сетях высокого напряжения и заниженным в удаленных от центров питания точках сетей классов напряжения 35, 10, 0,4 кВ; недостатком регулирующих средств, отсутствием и (или) неудовлетворительной компенсацией реактивной мощности; неравномерностью графиков электрических нагрузок с большими пиками в часы максимума нагрузок и провалами в часы минимума, низкой наблюдаемостью сетей из-за недостаточного количества измерительных комплексов электроэнергии, отсутствия средств телеизмерений, неэффективного учета электроэнергии [11].

Вместе с тем прослеживается тенденция к снижению потерь, как в абсолютном, так и в относительном выражении, сложившаяся благодаря реализации целого комплекса мероприятий, среди которых основная роль отводится поэтапному внедрению информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

Таблица 5 – Основные показатели баланса электрической энергии в сетях Находкинского района

Подразделение	Поступление в сеть, тыс. кВт*ч			Общие потери э/энергии					
	2018г.	2019г.	2020г.	2018г.		2019г.		2020г.	
				тыс. кВт*ч	%	тыс. кВт*ч	%	тыс. кВт*ч	%
Находкинский РЭС	150394	275639	339256	15623	11,2	24564	10,9	21989	7,89

Исходя из анализа аварийности Находкинского района и высоких потерь электроэнергии в существующей электрической сети, можно сделать выводы об актуальности рассмотрения целесообразности и возможности введение третьей очереди Восточного порта, его перспективного развития в инновационном направлении, как с организационно-технических, так и с экономических позиций.

1.6 Анализ режимов существующих сетей Находкинского района Приморского края в районе Восточного порта

Целью электрического расчета сети является определение узких мест, выявление возможностей дальнейшего повышения экономичности работы сети, и получение необходимых данных для решения вопросов дальнейшего развития сети.

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

Расчет начинается с составления схемы замещения электрической сети (рисунок 5) и определения параметров эквивалента сети. Данная схема является эквивалентом электрической сети 220, 110, 35 кВ, включающий подстанции

Екатериновка, Угольная, Микрорайон, Морская, Восточная тяга, Голубовка, Козьино 2 которые питаются с одной стороны от Партизанской ГРЭС, с другой стороны от ПС Лозовая. Точками нормального разрыва является СВ-110 кВ на ПС Восточная тяга.

Расчет режимов рассмотрим по максимальным нагрузкам на основе ведомостей контрольных зимних замеров на 16.12.2020 г. (информация предоставлена на преддипломной практике в АО "ДРСК»). Для расчета используем программное обеспечение Rastrwin3.

Приведенная схема на рисунке 4 является схемой замещения.

Для каждой линии рассчитываем активное и реактивное (индуктивное) сопротивление и емкостную реактивную проводимость. Для трансформаторов подстанций находим активное и реактивное сопротивления и активные и индуктивные проводимости.

Для определения параметров ВЛ приведем погонное сопротивление и индуктивную проводимость проводов, используемых в рассматриваемой сети [12].

Таблица 6 – Погонные параметры ВЛ

$U_{\text{ном}}$	Провод	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм
220 кВ	АС-300/39	0,098	0,328	3,41
110 кВ	АС-185/29	0,162	0,413	2,75
	АС-120/19	0,249	0,427	2,66
35 кВ	АС-120/19	0,249	0,414	-
	АС-9516	0,603	0,421	-

Определяем параметры ВЛ по следующим формулам:

$$R = r_0 \cdot l, \text{ Ом}; \quad (2)$$

где l – длина линии, км

$$X = x_0 \cdot l, \text{ Ом}; \quad (3)$$

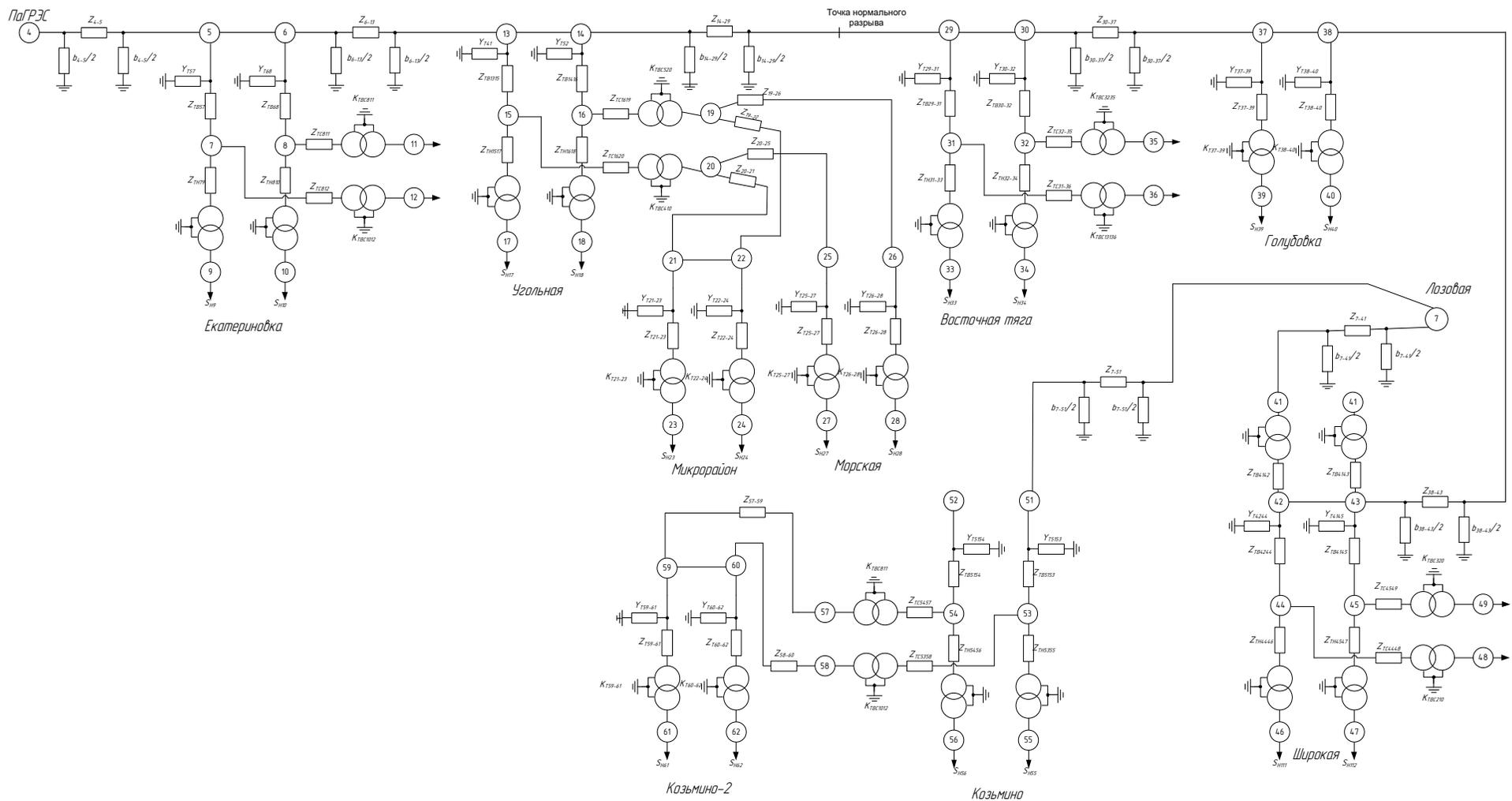


Рисунок 4 – Схема замещения электрической сети в районе Восточного порта

Таблица 7 – Параметры линий электропередачи

Линии	U, кВ	Марка провода	Длина, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
Парт ГРЭС-Екатериновка	110	АСК-185/29	19,92	1,04	3,40	23,4
Екатериновка-Угольная	110	АСК-185/29	26,44	4,26	10,8	72,3
Угольная-Восточная тяга	110	АСК-185/29	1,1	0,18	0,45	3
Восточная тяга- Голубовка	110	АСК-185/29	19,7	3,26	8,3	-55,3
Угольная-Микрорайон	35	АС-120/19	4,8	1,20	1,99	
Угольная-Морская	35	АС-95/16	4,2	1,29	1,77	
Лозовая-Широкая	220	АС-300/39	32,3	12,3	75,6	-394
Лозовая-Козьмино	220	АС-300/39	28,36	11,4	70,2	-375
Козьмино-Козьмино 2	35	АСК-185/29	12	3,70	5,80	

Для определения параметров трансформаторов используем данные контрольных измерений максимального зимнего режима АО Дальневосточной распределительной сетевой компании (АО ДРСК). Нагрузки на каждой подстанции приведены в таблице 6.

Активное сопротивление:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ВН}^2 \cdot 1000}{S_{T \text{ ном}}^2} \quad (4)$$

где ΔP_k – потери активной мощности в режиме короткого замыкания;

$U_{ВН}$ – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения;

$S_{T \text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Индуктивное сопротивление:

$$X_T = \frac{U_{к, \%} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10}{S_{T \text{ ном}}} \quad (5)$$

где $U_{к, \%}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Активная проводимость:

$$G_T = \frac{\Delta P_x \cdot 1000}{U_{ВН}^2} \quad (6)$$

где ΔP_x – потери активной мощности в режиме холостого хода.

Индуктивная проводимость:

$$B_T = \frac{I_{x,\%} \cdot S_{T \text{ ном}} \cdot 10}{U_{BH}^2}. \quad (7)$$

где $I_{x,\%}$ – ток холостого хода, %.

Определим параметры трехобмоточного трансформатора на подстанции Екатериновка.

Потери мощности короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$\Delta P_{к,В} = 0,5 \cdot (\Delta P_{к,BC} + \Delta P_{к,ВH} - \Delta P_{к,CH}) = 0,5 \cdot (67,7 + 62,5 - 47,1) = 41,55 \text{ кВт}, \quad (8)$$

$$\Delta P_{к,С} = 0,5 \cdot (\Delta P_{к,BC} + \Delta P_{к,CH} - \Delta P_{к,ВH}) = 0,5 \cdot (67,7 + 47,1 - 62,5) = 26,15 \text{ кВт}, \quad (9)$$

$$\Delta P_{к,Н} = 0,5 \cdot (\Delta P_{к,ВH} + \Delta P_{к,CH} - \Delta P_{к,BC}) = 0,5 \cdot (62,5 + 47,1 - 67,7) = 20,95 \text{ кВт} \quad (10)$$

Активные сопротивления:

$$R_{ТВH} = \frac{\Delta P_{к,В} \cdot U_{BH}^2 \cdot 1000}{S_{T \text{ ном}}^2} = \frac{41,55 \cdot 115^2 \cdot 1000}{16000^2} = 12,67 \text{ Ом}, \quad (11)$$

$$R_{ТCH} = \frac{\Delta P_{к,С} \cdot U_{CH}^2 \cdot 1000}{S_{T \text{ ном}}^2} = \frac{26,15 \cdot 37,5^2 \cdot 1000}{16000^2} = 7,97 \text{ Ом}, \quad (12)$$

$$R_{ТНН} = \frac{\Delta P_{к,Н} \cdot U_{НН}^2 \cdot 1000}{S_{T \text{ ном}}^2} = \frac{20,95 \cdot 6,3^2 \cdot 1000}{16000^2} = 6,39 \text{ Ом}. \quad (13)$$

Напряжения короткого замыкания обмоток:

$$u_{к,В} = 0,5 \cdot (u_{к,BC} + u_{к,ВH} - u_{к,CH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 16,5 - 5,88) = 10,56 \%, \quad (14)$$

$$u_{к,С} = 0,5 \cdot (u_{к,BC} + u_{к,CH} - u_{к,ВH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 5,88 - 16,5) = 0 \%, \quad (15)$$

$$u_{к,Н} = 0,5 \cdot (u_{к,ВH} + u_{к,CH} - u_{к,BC}) = 0,5 \cdot (16,5 + 5,88 - 10,5) = 5,94 \%. \quad (16)$$

Индуктивные сопротивления:

$$X_{\text{ТВН}} = \frac{u_{\text{к,В}} \cdot U_{\text{ВН}}^2 \cdot 10}{S_{\text{Т ном}}} = \frac{10,56 \cdot 115^2 \cdot 10}{16000^2} = 202,82 \text{ Ом}, \quad (17)$$

$$X_{\text{ТСН}} = \frac{u_{\text{к,С}} \cdot U_{\text{СН}}^2 \cdot 10}{S_{\text{Т ном}}} = 0 \text{ Ом}, \quad (18)$$

$$X_{\text{ТНН}} = \frac{u_{\text{к,Н}} \cdot U_{\text{НН}}^2 \cdot 10}{S_{\text{Т ном}}} = \frac{5,94 \cdot 6,3^2 \cdot 10}{16000^2} = 114,09 \text{ Ом}. \quad (19)$$

Активная проводимость:

$$G_{\text{Т}} = \frac{\Delta P_{\text{х}} \cdot 1000}{U_{\text{ВН}}^2} = \frac{26,8 \cdot 1000}{115^2} = 2,21 \text{ мкСм}. \quad (20)$$

Индуктивная проводимость:

$$B_{\text{Т}} = \frac{I_{\text{х,}\%} \cdot S_{\text{Т ном}} \cdot 10}{U_{\text{ВН}}^2} = \frac{2,6 \cdot 16000 \cdot 10}{115^2} = 13,54 \text{ мкСм}. \quad (21)$$

Аналогично рассчитываем для остальных подстанций.

Важным средством регулирования напряжения является выбор ответвлений на трансформаторах. Для осуществления операции переключения ответвлений необходимо отключение трансформатора от сети. Этот способ регулирования принято называть переключением без возбуждения (ПБВ). Частая перестановка регулировочных ответвлений во время текущей эксплуатации неудобна и непригодна для оперативного регулирования.

Одним из важнейших средств регулирования напряжения является применение трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Принцип регулирования такой же, как и при регулировании с ПБВ, но без отключения трансформатора от сети. Число регулировочных ступеней силовых трансформаторов с РПН обычно бывает больше, чем у трансформаторов с ПБВ (число ступеней регулирования у ПБВ составляет 5), а диапазон регулирования напряжения значительно шире.

Таблица 8 – Устройства регулирования напряжения

Наименование ПС	Место уст.	Вид устр. рег	Кол. ступ. Регул.	Шаг регул, %	Вид устр. рег	Кол. ступ. регул.	Шаг регул, %
Екатериновка Т1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Екатериновка Т2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Угольная Т1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Угольная Т2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Восточная тяга Т1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Восточная тяга Т2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Микрорайон Т1	ВН	РПН	15	1.3			
Микрорайон Т2	ВН	РПН	15	1.3			
Морская Т1	ВН	РПН	15	1.3			
Морская Т2	ВН	РПН	15	1.3			
Лозовая Т1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Широкая Т1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Широкая Т2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Козьино Т1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Козьино Т2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Козьино 2	ВН	РПН	15	1.5			

Для расчета режима используем программный комплекс RastrWin, предназначенный для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Особенности данного программного комплекса:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения. Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой;

- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.

Прежде чем приступить к решению поставленных проектных задач, нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, учитывающей особенности внесения данных в Rastr.

В качестве балансирующего узла принят узел №1 – секция шин Партизанской ГРЭС. Этот узел является балансирующим по активной и реактивной мощностям и задается с постоянным модулем и фазой напряжения $U_T = \text{const}$, $\delta_T = \text{const}$.

Рассчитываем режим на основе данных контрольного зимнего дня замеров 16 декабря 2020 г. (нагрузки приняты за максимальный час 19 ч). Результаты расчета приведены на рисунке 5.

Таблица 9 - Результаты расчета существующей электрической сети
Находкинского района

Тип	Наименование ветви	S_{ij} , МВА	I, А	$I_{дон}$, А
1	2	3	4	5
ЛЭП	Парт ГРЭС-Екатериновка	64,1+J28,7	356	520
ЛЭП	Екатериновка-Угольная	48+J23	271	520
ЛЭП	Угольная – Восточная тяга	Точка нормального разрыва		
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Угольная Микрорайон №1	3,6+J1,4	63	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Угольная Микрорайон №2	3,4+J1,4	59	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Угольная – Морская №1	3,8+J1,5	66	330
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Угольная – Морская №2	4,4+J1,7	77	330
ЛЭП	ВЛ 220 кВ Лозовая – Широкая	46+J19	133	710
ЛЭП	ВЛ 110 кВ Широкая- Голубовка	17+J9	94	520
ЛЭП	ВЛ 110 кВ Голубовка – Восточная тяга	5+J3	27	520
ЛЭП	ВЛ 220 кВ Лозовая – Козьино №1	20,7+J7,5	60	710
ЛЭП	ВЛ 220 кВ Лозовая – Козьино №2	27,7+J11	80	710
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Козьино-Козьино №1	0,4+J0,1	7	330
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Козьино-Козьино №2	0,6+J0,1	9	330
Тр-р	ПС Екатериновка Т1 ВН	8+J3	45	53,4
Тр-р	ПС Екатериновка Т1 ВН-СН	5+J1	7,8	31,9
Тр-р	ПС Екатериновка Т1 ВН-НН	4+J1	19	25,8
Тр-р	ПС Екатериновка Т2 ВН	7,9+J2,5	42	52,3
Тр-р	ПС Екатериновка Т2 ВН-СН	4+J1	19	30,6
Тр-р	ПС Екатериновка Т2 ВН-НН	3,8+J1	20	24,6
Тр-р	ПС Угольная Т1 ВН	28+J13	163	77,2
Тр-р	ПС Угольная Т1 ВН-СН	8,1+J3,1	47	21,7
Тр-р	ПС Угольная Т1 ВН-НН	20+J7	116	52,9
Тр-р	ПС Угольная Т2 ВН	18,7+J8,7	108	52,3
Тр-р	ПС Угольная Т2 ВН-СН	7,3+J2,9	42	19,03
Тр-р	ПС Угольная Т2 ВН-НН	11,3+J4,5	65	29,7
Тр-р	ПС Восточная тяга Т1 ВН	3,3+J1,7	18	14,8
Тр-р	ПС Восточная тяга Т1 ВН-СН	0	0	0
Тр-р	ПС Восточная тяга Т1 ВН-НН	3,3+J1,3	18	14,7
Тр-р	ПС Восточная тяга Т2 ВН	1,6+J0,8	9	7,2
Тр-р	ПС Восточная тяга Т2 ВН-СН	0	0	0
Тр-р	ПС Восточная тяга Т2 ВН-НН	1,6+J0,7	9	7,1
Тр-р	ПС Широкая Т1 ВН	33,7+J14,7	97	58,3

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
Тр-р	ПС Широкая Т1 ВН-СН	16,6+J4,4	83	26,18
Тр-р	ПС Широкая Т1 ВН-НН	7,7+J1,6	38	13,09
Тр-р	ПС Широкая Т2 ВН	12,7+J4,2	35	22,1
Тр-р	ПС Широкая Т2 ВН-СН	12,7+J3,6	64	21,9
Тр-р	ПС Широкая Т2 ВН-НН	7+J1,6	35	13,01
Тр-р	ПС Козьмино Т1 ВН	20,7+J9,2	60	56,6
Тр-р	ПС Козьмино Т1 ВН-СН	0,6+J0,2	2	2,5
Тр-р	ПС Козьмино Т1 ВН-НН	20,1+J8,3	58	54,3
Тр-р	ПС Козьмино Т2 ВН	27,6+J12,6	80	75,8
Тр-р	ПС Козьмино Т2 ВН-СН	0,4+J0,2	1	2,4
Тр-р	ПС Козьмино Т2 ВН-НН	27,2+J11,2	78	74,9
Тр-р	ПС Лозовая АТ1 ВН	95+J33,9	78	60,2
Тр-р	ПС Микрорайон Т1 ВН-НН	3,4+J1,4	59	36,7
Тр-р	ПС Микрорайон Т2 ВН-НН	3,6+J1,4	63	38,6
Тр-р	ПС Морская Т1 ВН-НН	3,8+J1,5	66	40,8
Тр-р	ПС Морская Т2 ВН-НН	4,4+J1,7	77	47,2
Тр-р	ПС Козьмино - 2 Т1 ВН-НН	0,4+J0,2	7	4,4
Тр-р	ПС Козьмино - 2 Т2 ВН-НН	0,6+J0,2	9	6,3

Из полученных выше результатов при сравнении их с данными по ведомостям контрольного замера, можно сделать вывод о правильности полученного эквивалента электрической сети, расхождение результатов в основном не превышает 5%.

По результатам расчетов в программе Rastr, составлена таблица распределения потерь между элементами сети.

Таблица 10 – Распределение потерь мощности

Элементы сети	ΔP , МВт	ΔQ , МВар
ЛЭП	1,25	0,99
Нагрузочные потери в трансформаторах	0,1	1,25
Потери холостого хода в трансформаторах	0,12	0,64
суммарные потери	1,47	2,88
суммарные потери с учетом ген. Q ЛЭП	2,98	-1,59

Как видно из приведенной выше таблицы, зарядная мощность линий 110 кВ компенсирует с избытком потери реактивной мощности в сети, это обусловлено, прежде всего, сравнительно малой нагрузкой района.

Суммарная нагрузка сети:

$$S_{H\Sigma} = 64,1 + j28,7 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (22)$$

Процентное соотношение потерь в сети относительно нагрузки:

$$P_{\Sigma\%} = \frac{P_{\Sigma}}{P_{H\Sigma}} \cdot 100\% = \frac{2,98}{64,1} \cdot 100\% = 3,8 \text{ \%} \quad (23)$$

Потери активной мощности обусловлены несоответствием сечения проводов согласно экономическим токовым интервалам и износом значительной части оборудования электрических сетей.

Рассмотрим работу сети в ремонтном режиме, а именно при отключении (выводе в ремонт) одной из линий питающих ПС Угольная это ВЛ 110 кВ ПаГРЭС – Екатериновка. Расчетная схема нормального режима работы сети представлена на рисунке 6.

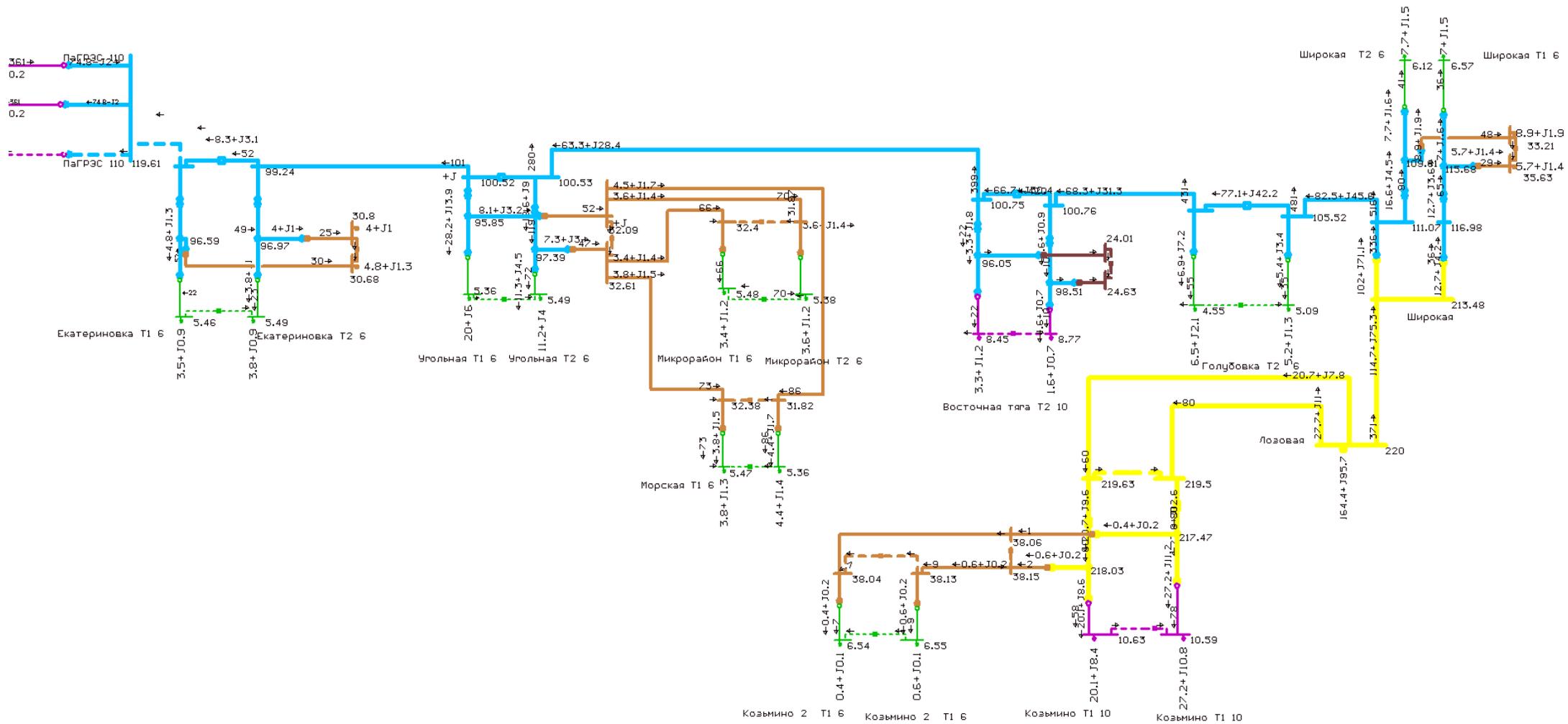


Рисунок 6 – Расчетная схема ремонтного режима работы сети в случае отключения (вывода в ремонт) ВЛ 110 кВ

ПаГРЭС-Екатериновка

Таблица 11 - Результаты расчета расчетной схемы ремонтного режима работы сети в случае отключения (вывода в ремонт) ВЛ 110 кВ ПаГРЭС-Екатериновка

Тип	Наименование ветви	S_{ij} , МВА	I, А	$I_{дон}$, А
1	2	3	4	5
ЛЭП	Парт ГРЭС-Екатериновка	Вывод в ремонт		
ЛЭП	Екатериновка-Угольная	16,3+J5,8	101	520
ЛЭП	Угольная – Восточная тяга	63,3+J28,4	389	520
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Угольная Микрорайон №1	3,6+J1,4	70	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Угольная Микрорайон №2	3,4+J1,4	66	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Угольная – Морская №1	3,8+J1,5	71	330
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Угольная – Морская №2	4,4+J1,7	86	330
ЛЭП	ВЛ 220 кВ Лозовая – Широкая	114,7+J75,3	371	710
ЛЭП	ВЛ 110 кВ Широкая- Голубовка	82,5+J45,6	516	520
ЛЭП	ВЛ 110 кВ Голубовка – Восточная тяга	68,3+J31,3	431	520
ЛЭП	ВЛ 220 кВ Лозовая – Козьмино №1	20,7+J7,5	60	710
ЛЭП	ВЛ 220 кВ Лозовая – Козьмино №2	27,7+J11	80	710
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Козьмино-Козьмино №1	0,4+J0,1	7	330
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Козьмино-Козьмино №2	0,6+J0,1	9	330
Тр-р	ПС Екатериновка Т1 ВН	8+J3	45	53,4
Тр-р	ПС Екатериновка Т1 ВН-СН	5+J1	7,8	31,9
Тр-р	ПС Екатериновка Т1 ВН-НН	4+J1	19	25,8
Тр-р	ПС Екатериновка Т2 ВН	7,9+J2,5	42	52,3
Тр-р	ПС Екатериновка Т2 ВН-СН	4+J1	19	30,6
Тр-р	ПС Екатериновка Т2 ВН-НН	3,8+J1	20	24,6
Тр-р	ПС Угольная Т1 ВН	28+J13	163	77,2
Тр-р	ПС Угольная Т1 ВН-СН	8,1+J3,1	47	21,7
Тр-р	ПС Угольная Т1 ВН-НН	20+J7	116	52,9
Тр-р	ПС Угольная Т2 ВН	18,7+J8,7	108	52,3
Тр-р	ПС Угольная Т2 ВН-СН	7,3+J2,9	42	19,03
Тр-р	ПС Угольная Т2 ВН-НН	11,3+J4,5	65	29,7
Тр-р	ПС Восточная тяга Т1 ВН	3,3+J1,7	18	14,8
Тр-р	ПС Восточная тяга Т1 ВН-СН	0	0	0
Тр-р	ПС Восточная тяга Т1 ВН-НН	3,3+J1,3	18	14,7
Тр-р	ПС Восточная тяга Т2 ВН	1,6+J0,8	9	7,2
Тр-р	ПС Восточная тяга Т2 ВН-СН	0	0	0
Тр-р	ПС Восточная тяга Т2 ВН-НН	1,6+J0,7	9	7,1
Тр-р	ПС Широкая Т1 ВН	102+J71,1	336	110,23

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5
Тр-р	ПС Широкая Т1 ВН-СН	16,6+J4,4	83	26,18
Тр-р	ПС Широкая Т1 ВН-НН	7,7+J1,6	38	13,09
Тр-р	ПС Широкая Т2 ВН	12,7+J4,2	35	22,1
Тр-р	ПС Широкая Т2 ВН-СН	12,7+J3,6	64	21,9
Тр-р	ПС Широкая Т2 ВН-НН	7+J1,6	35	13,01
Тр-р	ПС Козьмино Т1 ВН	20,7+J9,2	60	56,6
Тр-р	ПС Козьмино Т1 ВН-СН	0,6+J0,2	2	2,5
Тр-р	ПС Козьмино Т1 ВН-НН	20,1+J8,3	58	54,3
Тр-р	ПС Козьмино Т2 ВН	27,6+J12,6	80	75,8
Тр-р	ПС Козьмино Т2 ВН-СН	0,4+J0,2	1	2,4
Тр-р	ПС Козьмино Т2 ВН-НН	27,2+J11,2	78	74,9
Тр-р	ПС Лозовая АТ1 ВН	164,4+J95,7	437,3	113,1
Тр-р	ПС Микрорайон Т1 ВН-НН	3,4+J1,4	59	36,7
Тр-р	ПС Микрорайон Т2 ВН-НН	3,6+J1,4	63	38,6
Тр-р	ПС Морская Т1 ВН-НН	3,8+J1,5	66	40,8
Тр-р	ПС Морская Т2 ВН-НН	4,4+J1,7	77	47,2
Тр-р	ПС Козьмино - 2 Т1 ВН-НН	0,4+J0,2	7	4,4
Тр-р	ПС Козьмино - 2 Т2 ВН-НН	0,6+J0,2	9	6,3

Как видно из схемы, в ремонтном режиме, параметры работы оборудования, находятся в допустимых пределах. Оборудования и линий электропередач, работающих с перегрузом нет. Однако, необходимо отметить, что для обеспечения нормальной работы схемы в таком режиме, РПН на ПС «Екатериновка» переведен в 18 положение, при этом уровень напряжения по стороне 6 кВ приближен к максимально допустимому значению. Кроме того, нужно сказать о высокой чувствительности данной схемы к изменениям напряжения в сети 110 кВ, поскольку нагрузки значительно меняются в течение суток и рост электропотребления в часы максимума нагрузок и спад - в часы минимума, будут непременно отражаться на качестве электроэнергии отпускаемой потребителям рассматриваемого участка сети 10 и 35 кВ.

Далее, рассмотрим работу сети в послеаварийном режиме, а именно при отключении (выводе в ремонт) одной из линий питающих ПС «Угольная» ВЛ 220 кВ Лозовая - Широкая, поскольку уровень напряжения у потребителей находится значительно ниже предельно допустимого, необходимо часть

нагрузки перевести по кольцевым сетям 6 кВ. Расчетная схема аварийного режима представлена на рисунке 8.

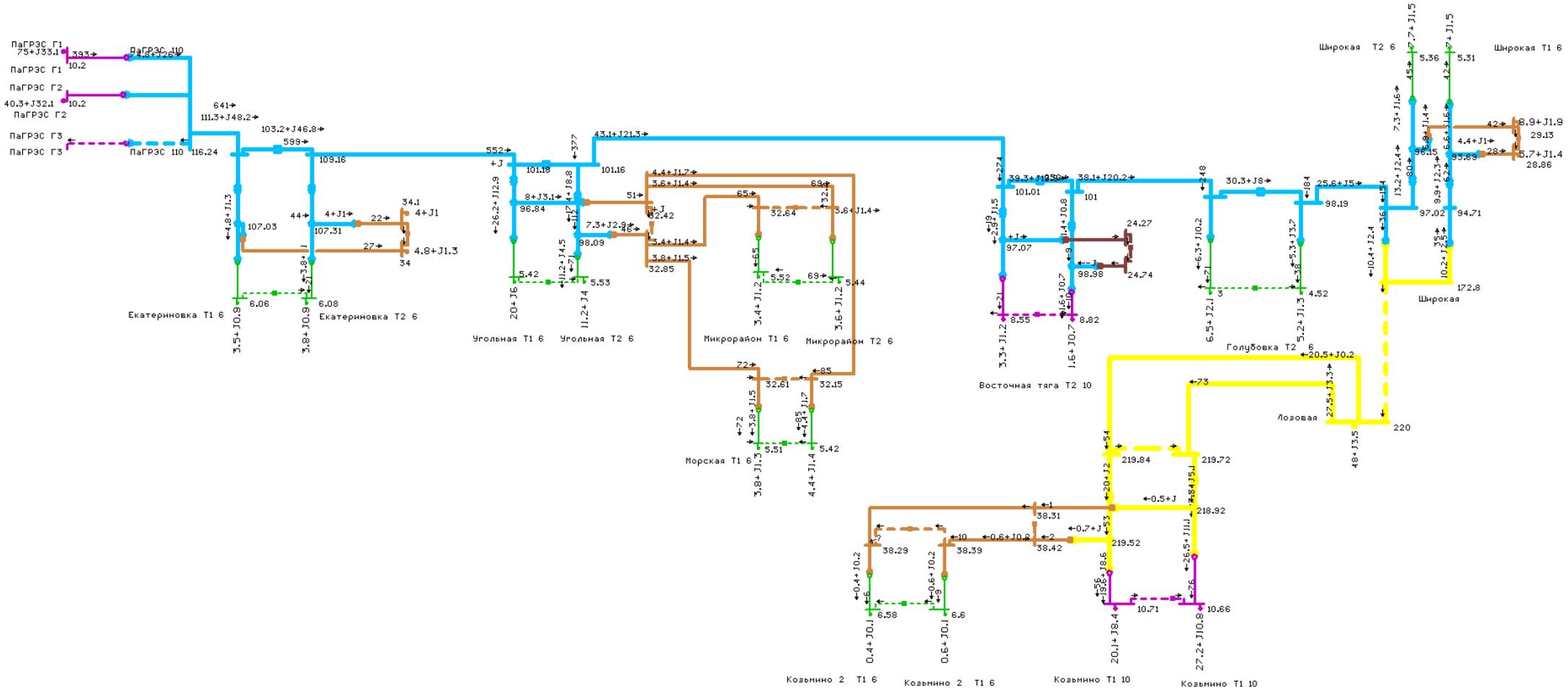


Рисунок 8 – Расчетная схема ремонтного режима работы сети в случае отключения (вывода в ремонт) ВЛ 220 кВ Лозовая-Широкая

Таблица 12 - Результаты расчета ремонтного режима работы сети в случае отключения (вывода в ремонт) ВЛ 220 кВ Лозовая - Широкая

Тип	Наименование ветви	S_{ij} , МВА	I, А	$I_{дон}$, А
1	2	3	4	5
ЛЭП	Парт ГРЭС-Екатериновка	111,3+J48,2	641	520
ЛЭП	Екатериновка-Угольная	103,2+J46,8	552	520
ЛЭП	Угольная – Восточная тяга	43,1+J21,3	377	520
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Угольная Микрорайон №1	3,6+J1,4	69	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Угольная Микрорайон №2	3,4+J1,4	65	390
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Угольная – Морская №1	3,8+J1,5	72	330
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Угольная – Морская №2	4,4+J1,7	85	330
ЛЭП	ВЛ 220 кВ Лозовая – Широкая	Вывод в ремонт		
ЛЭП	ВЛ 110 кВ Широкая- Голубовка	25,6+J5	154	520
ЛЭП	ВЛ 110 кВ Голубовка – Восточная тяга	38,1+J20,2	248	520
ЛЭП	ВЛ 220 кВ Лозовая – Козьмино №1	20,7+J7,5	60	710
ЛЭП	ВЛ 220 кВ Лозовая – Козьмино №2	27,7+J11	80	710
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Козьмино-Козьмино №1	0,4+J0,1	7	330
ЛЭП	ВЛ 35 кВ Козьмино-Козьмино №2	0,6+J0,1	9	330
Тр-р	ПС Екатериновка Т1 ВН	8+J3	45	53,4
Тр-р	ПС Екатериновка Т1 ВН-СН	5+J1	7,8	31,9
Тр-р	ПС Екатериновка Т1 ВН-НН	4+J1	19	25,8
Тр-р	ПС Екатериновка Т2 ВН	7,9+J2,5	42	52,3
Тр-р	ПС Екатериновка Т2 ВН-СН	4+J1	19	30,6
Тр-р	ПС Екатериновка Т2 ВН-НН	3,8+J1	20	24,6
Тр-р	ПС Угольная Т1 ВН	28+J13	163	77,2
Тр-р	ПС Угольная Т1 ВН-СН	8,1+J3,1	47	21,7
Тр-р	ПС Угольная Т1 ВН-НН	20+J7	116	52,9
Тр-р	ПС Угольная Т2 ВН	18,7+J8,7	108	52,3
Тр-р	ПС Угольная Т2 ВН-СН	7,3+J2,9	42	19,03
Тр-р	ПС Угольная Т2 ВН-НН	11,3+J4,5	65	29,7
Тр-р	ПС Восточная тяга Т1 ВН	3,3+J1,7	18	14,8
Тр-р	ПС Восточная тяга Т1 ВН-СН	0	0	0
Тр-р	ПС Восточная тяга Т1 ВН-НН	3,3+J1,3	18	14,7
Тр-р	ПС Восточная тяга Т2 ВН	1,6+J0,8	9	7,2
Тр-р	ПС Восточная тяга Т2 ВН-СН	0	0	0
Тр-р	ПС Восточная тяга Т2 ВН-НН	1,6+J0,7	9	7,1
Тр-р	ПС Широкая Т1 ВН	10,4+J2,4	36	58,3

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Тр-р	ПС Широкая Т1 ВН-СН	16,6+J4,4	83	26,18
Тр-р	ПС Широкая Т1 ВН-НН	7,7+J1,6	38	13,09
Тр-р	ПС Широкая Т2 ВН	12,7+J4,2	35	22,1
Тр-р	ПС Широкая Т2 ВН-СН	12,7+J3,6	64	21,9
Тр-р	ПС Широкая Т2 ВН-НН	7+J1,6	35	13,01
Тр-р	ПС Козьмино Т1 ВН	20,7+J9,2	60	56,6
Тр-р	ПС Козьмино Т1 ВН-СН	0,6+J0,2	2	2,5
Тр-р	ПС Козьмино Т1 ВН-НН	20,1+J8,3	58	54,3
Тр-р	ПС Козьмино Т2 ВН	27,6+J12,6	80	75,8
Тр-р	ПС Козьмино Т2 ВН-СН	0,4+J0,2	1	2,4
Тр-р	ПС Козьмино Т2 ВН-НН	27,2+J11,2	78	74,9
Тр-р	ПС Лозовая АТ1 ВН	48+J3,5	127	28,8
Тр-р	ПС Микрорайон Т1 ВН-НН	3,4+J1,4	59	36,7
Тр-р	ПС Микрорайон Т2 ВН-НН	3,6+J1,4	63	38,6
Тр-р	ПС Морская Т1 ВН-НН	3,8+J1,5	66	40,8
Тр-р	ПС Морская Т2 ВН-НН	4,4+J1,7	77	47,2
Тр-р	ПС Козьмино - 2 Т1 ВН-НН	0,4+J0,2	7	4,4
Тр-р	ПС Козьмино - 2 Т2 ВН-НН	0,6+J0,2	9	6,3

Послеаварийный режим при отключении ВЛ 220 кВ Лозовая - Широкая является наиболее тяжелым. Результаты расчета сведены в таблицу 19. Полученный ток по ВЛ 110 кВ Парт ГРЭС-Екатериновка превышает длительно допустимый ток, а по остальным ветвям меньше допустимых длительных токов, в соответствии с параметрами, приведенными в табл. 17, а так же напряжение находится в пределах допустимых значений отклонения напряжения согласно ПТЭ.

1.7 Выводы

Анализ Приморского края в районе Восточного порта показал, что она представляет собой многоуровневую систему, включающую в себя распределительные сети высокого, среднего и низкого напряжения большой протяженности, для функционирования которой требуются жесткие механизмы управления.

В ходе анализа выявлены следующие проблемы Приморского края в районе Восточного порта:

- увеличение спроса на электроэнергию - это подключение третьей очереди «Восточный Порт» с мощностью 36 МВт, действующая схема сетей не отвечает современным требованиям и не позволяет обеспечить электроснабжение района с требуемой степенью надёжности.

- как видно из приведенного выше анализа по аварийности количество отказов, недоотпуск электроэнергии и время простоя оборудования ежегодно увеличивается. Циклоны, грозовая активность, подтопления, атмосферная и грунтовая коррозия, техногенные факторы, пожары и другие внешние воздействия являются фактором отказа работы оборудования, особенно для ВЛ с длительными сроками эксплуатации.

- на значительной части ВЛ 110 кВ наблюдается превышение нормированного значения экономической плотности тока, что в свою очередь приведет к уменьшению срока службы линии, увеличение потерь электроэнергии, увеличение падения напряжения. ВЛ плотность тока, которых превышает нормированное значение.

- по анализу существующей схемы Находкинского района, все параметры находятся в пределах допустимых значений, только ВЛ 110 кВ Порт ГРЭС-Екатериновка необходимо увеличить сечения провода. И к существующей сети подключить проектируемую подстанцию с нагрузкой 36 МВт.

2 РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 35-110 кВ НАХОДКИНСКОГО РАЙОНА ПРИМОРСКОГО КРАЯ В РАЙОНЕ ВОСТОЧНОГО ПОРТА

Территория Приморского края в районе Восточного порта является очень перспективной с точки зрения экономического развития, предусмотренного в рамках федеральной целевой программы «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока на период до 2025 года».

Активное развитие и увеличение электропотребления до 2025 года связано с ростом объемов грузооборотов. С введением в работу третьей очереди Угольного комплекса «Восточный Порт» значительно увеличится потребление тепловой энергии. Наибольшее количества тепла на новом объекте пойдет на 4 вагоноразмораживающих устройства, которые являются залогом быстрой и качественной работы стивидорной компании в зимний период. Собственная котельная «Восточный Порт» на протяжении многих лет работает на угле марки ДГ специально поставляемом из Кузбасского угольного бассейна.

Отметим, что в структуру «Восточный Порт» входят два производственно-перегрузочных комплекса. Первый – единственный в Приморском крае специализированный Угольный комплекс с системой конвейерного оборудования и станцией разгрузки вагонов. Уровень автоматизации достигает 98,9%. Мощность перевалки – 14,2 млн. тонн в год.

Однако, пропускная способность существующей сети не может обеспечить дальнейший рост электрических нагрузок без реконструкции существующих и ввода новых объектов электросетевого хозяйства. Основным ограничивающим фактором является снижение уровня напряжения ниже допустимого.

В перспективе планируется подключение ПС с мощностью 36 МВт. К действующим подстанциям 110 и 35 кВ невозможно подключить нагрузку 36

МВт, это обусловлено износом значительной части электрических сетей, выработан нормативный срок эксплуатации, сети имеют неудовлетворительное физическое состояние и требуют реконструкции, замены.

Для решения приведенных проблем необходимо спроектировать новую ПС Петровская и рассмотреть вариант подключение ее к существующей сети, которая направлена на увеличение пропускной способности сети.

2.1 Проектирование электрической сети напряжением 35-110 кВ Находкинского района Приморского края при подключении третьей очереди Восточного порта на основе классического оборудования

Выбор класса номинального напряжения проектируемой сети

Выбор номинального напряжения является важным техническим этапом каждого проекта. Величина номинального напряжения влияет как на техническую, так и на экономическую часть проекта. С увеличением номинального напряжения сети увеличиваются капитальные затраты на ее сооружение, но за счет уменьшения потерь энергии снижаются годовые эксплуатационные расходы.

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удаленности их от источников питания, их расположения относительно друг друга, от выбранной конфигурации электрической сети, способов регулирования напряжения и др.

Рациональное напряжение определяем по формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_{P\Sigma}} \quad (24)$$

где l – наибольшая длина линии;

$P_{P\Sigma}$ – суммарная активная расчётная нагрузка третьей очереди Восточного порта.

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{5,6 + 16 \cdot 36} = 80,2 \text{ кВ} \quad (25)$$

Принимаем номинальное напряжение по высокой стороне проектируемой ПС 110 кВ.

Выбор компенсирующих устройств

Компенсация реактивной мощности применяется в целях снижения потерь активной мощности и напряжения в сети, а также обеспечения желаемых уровней напряжения в узлах, повышения пропускной способности элементов, устойчивости и надежности электроэнергетической системы.

По максимальной активной и реактивной мощностям в зимних условиях на ПС рассчитывается коэффициент мощности и сравнивается с требуемым.

Рассмотрим выбор КУ на проектируемой ПС Петровская.

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ\text{требуемая}} = Q_{MAX} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}} \quad (26)$$

где P_{\max} – максимальная активная мощность, МВт.

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}}$ – предельное значение коэффициента реактивной мощности для 10 кВ составляет 0,4 согласно приказу №380 [14].

По заданным коэффициентам мощности определяем заданную максимальную реактивную мощность:

$$Q_3 = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{зад}} = 36 \cdot 0,4 = 14,4 \text{ МВар};$$

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{KV} = \frac{18 - 14,4}{2} = 1,8 \text{ МВар} \quad (27)$$

Фактическая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{KV.i}^{\Phi} = S \cdot n \quad (28)$$

где n – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

S – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{KV}^{\Phi} = n \cdot S = 2 \cdot 0,9 = 1,8 \text{ МВар.} \quad (29)$$

Устанавливаем компенсирующие устройства БК-10-900х2шт на каждую секцию шин [5].

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{HECK.i} = Q_i - 2 \cdot Q_{KV.i}^{\Phi}; \quad (30)$$

$$Q_{HECK.3} = Q_3 - 2 \cdot Q_{KV.3}^{\Phi} = 14,4 - 2 \cdot 1,8 = 10,8 \text{ Мвар}$$

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (31)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя активная мощность, МВт;

Средняя активная мощность определяется через коэффициент максимума нагрузки [4]:

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{max}}}{k_{\text{max}}} = \frac{36}{1,2} = 31 \text{ МВт}; \quad (32)$$

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

n_T – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора ПС Петровская:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{31^2 + 10,8^2}}{2 \cdot 0,7} = 23,5 \text{ МВА}$$

Принимаем трансформаторы ТМ-25000/110/10 [6].

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном и послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ н/р}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{трасч}}} \quad (33)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{трасч}}} \quad (34)$$

$$k_{3 \text{ н/р}} = \frac{\sqrt{31^2 + 10.8^2}}{2 \cdot 25} = 0,67$$

При этом должно выполняться условие $k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{31^2 + 10.8^2}}{25} = 1,34$$

Для подстанций расположенных вблизи Восточного порта рассмотрим прогнозирование нагрузки

Исходными данными для прогнозирования служит информация по нагрузкам, которая представлена в виде ведомостей замера нагрузок. Обработка замеров, определение пропуска активной и реактивной мощности производится по следующим формулам:

$$P = \frac{Wh_i - Wh_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВт}; \quad (35)$$

$$Q = \frac{\text{Var}h_i - \text{Var}h_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВар}. \quad (36)$$

где Wh - показания счетчика активной электроэнергии, кВт · ч ;

$\text{Var}h$ - показания счетчика реактивной электроэнергии, кВар · ч ;

k_p - расчетный коэффициент;

t_{i-n} - интервал времени за который определяется пропуск

электроэнергии, ч.

По методу сложных процентов, согласно которой нагрузка в расчетном году t представляется в виде:

$$P_{\text{ср}t} = P_{\text{ср}} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^{t-t_0}, \quad (37)$$

где $P_{\text{ср}t}$ – средняя нагрузка расчетного года;

$P_{\text{ср}}$ – известная средняя нагрузка;

n – среднегодовой прирост нагрузки;

t_0 – базисный год, в котором наблюдалась данная нагрузка.

На примере подстанции Угольная покажем прогноз нагрузки на 5 лет, т.е. на 2025 г.

Прогнозирование нагрузки осуществляется следующим образом:

1) исходя из ведомостей замера нагрузок, определяем пропуск активной и реактивной нагрузки за час и определяем их средние значения:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i}{24}, \text{ МВт} \quad (38)$$

где P_i – пропуск активной мощности за i час.

2) выражаем данные по нагрузкам в относительных единицах относительно найденного среднего значения:

$$P_{i \text{ о.е.}} = \frac{P_i}{P_{\text{ср}}}, \text{ о.е.} \quad (39)$$

3) прогнозируем среднюю нагрузку по формуле сложных процентов;

4) умножая нагрузки в о.е. на спрогнозированную среднюю, определяем нагрузку на расчетный год:

$$P_{i \text{ пр}} = P_{i \text{ о.е.}} \cdot P_{\text{ср пр}}, \text{ МВт} \quad (40)$$

где $P_{\text{ср пр}}$ – спрогнозированная средняя нагрузка.

Результаты расчета приведены в таблице 13:

Таблица 13 – Прогнозирование суточных нагрузок ПС Угольная

Время , ч	Пропуск		Перевод в о.е.		Прогноз	
	P, МВт	Q, МВар	P, о.е.	Q, о.е.	P, МВт	Q, МВар
1	7.23	2.892	2.07	2.11	8.03	3.21
2	6.96	2.784	1.99	2.03	7.73	3.09
3	6.02	2.408	1.72	1.76	6.68	2.67
4	6.06	2.424	1.73	1.77	6.73	2.69
5	5.9	2.36	1.69	1.72	6.55	2.62
6	6.65	2.66	1.90	1.94	7.38	2.95
7	6.68	2.672	1.91	1.95	7.41	2.97
8	6.98	2.792	1.99	2.04	7.75	3.10
9	7.31	2.924	2.09	2.14	8.11	3.25
10	7.11	2.844	2.03	2.08	7.89	3.16
11	7.23	2.892	2.07	2.11	8.03	3.21
12	7.29	2.916	2.08	2.13	8.09	3.24
13	6.87	2.748	1.96	2.01	7.63	3.05
14	6.98	2.792	1.99	2.04	7.75	3.10
15	6.5	2.6	1.86	1.90	7.22	2.89
16	6.97	2.788	1.99	2.04	7.74	3.09
17	6.89	2.756	1.97	2.01	7.65	3.06
18	6.96	2.784	1.99	2.03	7.73	3.09
19	6.98	2.792	1.99	2.04	7.75	3.10
20	6.99	2.796	2.00	2.04	7.76	3.10
21	7.16	2.864	2.05	2.09	7.95	3.18
22	6.41	2.564	1.83	1.87	7.12	2.85
23	6.31	2.524	1.80	1.84	7.00	2.80
24	6.01	2.404	1.72	1.76	6.67	2.67

Определим вероятностные характеристики нагрузки:

– среднеквадратическая мощность $P_{\text{эф}}$:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T_{\text{н}}} \cdot \sum_1^{24} P_i^2 \cdot t_0}, \text{ МВт} \quad (41)$$

где $T_{\text{н}}$ – период наблюдения, 24ч;

P_i – значение нагрузки i -го часа.

– коэффициент формы, показывающий неравномерность графика нагрузки

k_{ϕ} :

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} \quad (42)$$

– средняя мощность в период получасового максимума нагрузки P_{max} :

$$P_{\text{max}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \text{ МВт} \quad (43)$$

где t_{β} – коэффициент Стьюдента, $t_{\beta} = 1,96$;

k_{ϕ} – коэффициент формы.

– среднее значение нагрузки в часы минимальных нагрузок P_{min} :

$$P_{\text{min}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \text{ МВт.} \quad (44)$$

В таблице 14 представлены вероятностные характеристики существующей и прогнозной нагрузки:

Таблица 14 – Вероятностные характеристики нагрузки ПС Угольная

Вероятностные характеристики	16 декабря 2020 г.	Прогнозируемые, 18 декабря 2025г.
$P_{\text{ср}}$	6,3	6,99
$P_{\text{эф}}$	6,39	7,2
k_{ϕ}	1,03	1,03
P_{max}	6,82	7,68
P_{min}	6,2	6,89

Таким же образом спрогнозируем нагрузку остальных подстанций. Результаты расчета приведены в следующей таблице. Из вероятностных характеристик приведем только параметры, необходимые в дальнейших расчетах.

Таблица 15 – Параметры нагрузки подстанций рассматриваемой сети

Наименование ПС	2020г.					Спрогнозированные нагрузка, 2025г.				
	16 декабря, 19 ч.		Вероятностные характеристики			18 декабря, 19ч.		Вероятностные характеристики		
	Рн, МВт	Qн, МВар	Рср, МВт	Рmax, МВт	Qmax, МВар	Рн, МВт	Qн, Мвар	Рср, МВт	Рmax, МВт	Qmax, МВар
Екатериновка 1с 10 кВ	4.3	1.3	3.71	4.90	1.48	4.73	1.43	4.08	5.39	1.63
Екатериновка 2с 10 кВ	3.6	1.1	3.10	4.10	1.25	3.96	1.21	3.41	4.51	1.38
Угольная 1с 10 кВ	7.31	2.5	6.30	8.33	2.85	8.04	2.75	6.93	9.17	3.14
Угольная 2с 10 кВ	5.6	2	4.83	6.38	2.28	6.16	2.20	5.31	7.02	2.51
Микрорайон 1с 10 кВ	3.3	1.1	2.84	3.76	1.25	3.63	1.21	3.13	4.14	1.38
Микрорайон 2с 10 кВ	3.1	1.1	2.67	3.53	1.25	3.41	1.21	2.94	3.89	1.38
Морская 1с 10 кВ	4	1.3	3.45	4.56	1.48	4.40	1.43	3.79	5.02	1.63
Морская 2с 10 кВ	3.5	1.2	3.02	3.99	1.37	3.85	1.32	3.32	4.39	1.50
Козьмино 2 1с 10 кВ	1	0.4	0.86	1.14	0.46	1.10	0.44	0.95	1.25	0.50
Голубовка	11	2.6	9.48	12.54	2.96	12.10	2.86	10.43	13.79	3.26
Восточная тяга	1.4	0.5	1.21	1.60	0.57	1.54	0.55	1.33	1.76	0.63
Козьмино	2.6	0.2	2.24	2.96	0.23	2.86	0.22	2.47	3.26	0.25

На основании прогнозируемой нагрузки рассмотрим два варианта подключения ПС Петровская к существующей сети.

2.2 Разработка однолинейной схемы

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Рассмотрим первый вариант, который предусматривает подключение ПС Петровская и строительство двухцепной линии по новой трассе ВЛ 110 кВ Угольная- Петровская с заменой на ПС Угольная РУ 110 кВ, рисунок 11.

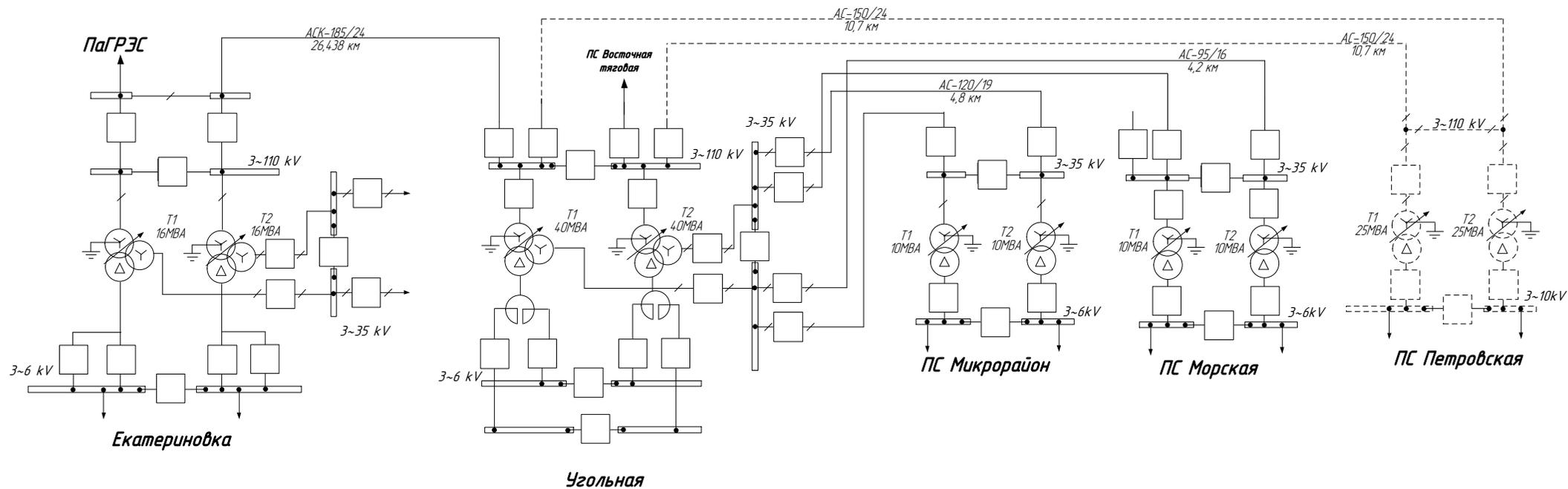


Рисунок 11 – Подключение ПС Петровская к существующей сети

Рассмотрим выбор сечений воздушных линий для разработанного варианта по методу экономических интервалов.

Выбор сечения проводников ВЛ 110 кВ принимается в зависимости от расчетного тока I_p . Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \quad (45)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации [4];

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы [4].

Для ВЛ 110 кВ принимается $\alpha_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение α_T определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии T_m , который для рассматриваемого района равен 5000 ч, $\alpha_T = 1,1$.

При подключении ПС Петровская определим расчетный ток на ВЛ 110 кВ Угольная – Петровская:

$$I_p = 1,05 \cdot 0,9 \cdot \frac{\sqrt{36^2 + 10,8^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,093 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-150/24 [4].

В послеаварийном режиме при отключении одной линии:

$$I_{AP} = 1,05 \cdot 0,9 \cdot \frac{\sqrt{36^2 + 10,8^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 0,186 \text{ кА}$$

Длительно допустимый ток для выбранного провода АС-150/24 составляет 450 А, следовательно, сечение существующего провода проходит по всем параметрам. Отсюда можно сделать вывод, что линия АС 150/24 выбрано, верно.

Рассчитаем режим при подключении 36 МВт ПС Петровская к сети 110 кВ ПС Угольная. И проверим существующие линии ВЛ 110 кВ ПаГРЭС-Екатериновка и ВЛ 110 кВ Екатериновка-Угольная по сечению провода. Результаты расчета приведены на рисунке 12.

ВЛ 110 кВ ПаГРЭС - Екатериновка:

$$I_p = 1,05 \cdot 0,9 \cdot \frac{\sqrt{90,8^2 + 41,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,523 \text{ кА}$$

Заменяем провод АС-185/29 на АС 240/39 [4].

ВЛ 110 кВ Екатериновка-Угольная:

$$I_p = 1,05 \cdot 0,9 \cdot \frac{\sqrt{79,5^2 + 32,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,451 \text{ кА}$$

Замена провода АС-185/29 на большее сечение не требуется.

Второй вариант предусматривает подключение ПС Петровская к близко расположенным подстанциям по 35 кВ. Строительство линии ВЛ 35 кВ Морская - Петровская и ВЛ 35 кВ Петровская – Козьино 2, создавая кольцевую сеть, что обеспечит требуемый уровень надежности. На ПС Морская необходимо заменить РУ 35 кВ, а также на ПС Угольная заменить трансформаторы, рисунок 13.

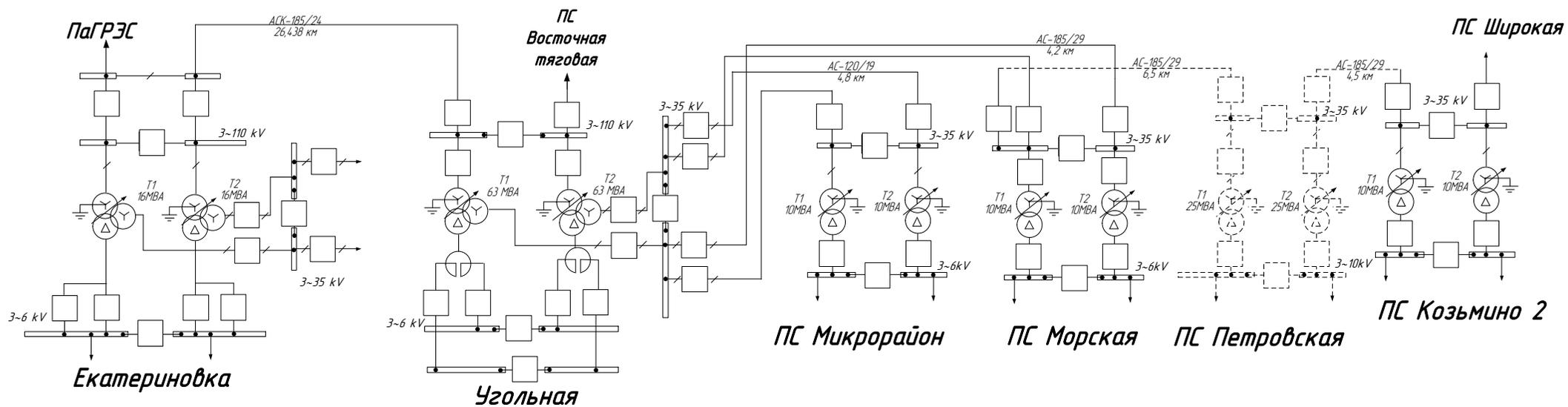


Рисунок 13 – 2 Вариант развития электрической сети

Расчетное значение мощности трансформатора на ПС Угольная:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{Т}} \cdot k_{\text{зопт}}}, \quad (46)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – активная средняя годовая мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной некомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{Т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

По формуле рассчитаем мощность трансформатора на ПС Угольная:

$$S_{\text{трасч1}} = \frac{\sqrt{58.5^2 + 28.8^2}}{2 \cdot 0,7} = 46.6 \text{ МВА}$$

На подстанции Угольная выбираем трансформатор ТДТН-63000 /110 [6].

Выбранные трансформаторы проверяем по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$k_{\text{ЗНОМ}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{Т}} \cdot S_{\text{ТНОМ}}}, \quad (47)$$

$$k_{\text{З п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_{\text{Т}} - 1) \cdot S_{\text{трасч}}}, \quad (48)$$

Должны выполняться условия: $k_{\text{ЗНОМ}} \geq 0,5$, $k_{\text{З п/а}} \leq 1,4$.

$$k_{\text{ЗНОМ(1)}} = \frac{\sqrt{58.5^2 + 28.8^2}}{2 \cdot 63} = 0,52,$$

$$k_{3 \text{ п/а(1)}} = \frac{\sqrt{58.5^2 + 28.8^2}}{63} = 1,14.$$

Соответственно трансформаторы на ПС Угольная выбраны верно.

Критерием для выбора сечения проводников воздушных и кабельных линий является минимум приведенных затрат. В качестве такого показателя при проектировании электрической сети 35 кВ является экономическая плотность тока.

Экономическое сечение проводов определяется по приведенному расчетному току, учитывающему изменение токовой нагрузки во времени:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}^{\text{пр}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (49)$$

где $S_{\text{эк}}$ – экономическое сечение провода, мм²;

$I_{\text{расч}}^{\text{пр}}$ – приведенный расчетный ток, определенный с учетом фактора времени, А;

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока провода, А/мм². [4]

Приведенный расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{\text{расч}}^{\text{пр}} = \alpha \cdot I_5, \quad (50)$$

где I_5 – базисный ток, принимаемый по току пятого года эксплуатации, А;

α – поправочный коэффициент, зависящий от изменения тока во времени:

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(i_1 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (i_{\text{нб}} - 0,1)^2} \quad (51)$$

В этой формуле $i_1 = I_1 / I_5$ – расчетный ток первого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года; $i_{\text{нб}} = I_{\text{нб}} / I_5$ –

наибольший расчетный ток за пределами пятого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года.

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного значения.

Для ВЛ 35 кВ Морская – Петровская $I_{н6}$ принимаем равным расчетному току на уровне десятого года эксплуатации, который с учетом среднегодового прироста электропотребления равен:

$$I_{н6} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^{10}, \text{ А.} \quad (52)$$

где P_{\max} – наибольшая активная мощность протекающая по линии согласно зимнему контрольному замеру 2019г.;

Q_{\max} – наибольшая реактивная мощность протекающая по линии.

$$I_{н6} = \frac{\sqrt{18^2 + 7,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot \left(1 + \frac{17,3}{100}\right)^{10} = 157 \text{ А}$$

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(89 / 143 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (157 / 143 - 0,1)^2} = 1,12$$

$$I_{расч}^{пр} = 1,12 \cdot 143 = 160,16 \text{ А}$$

$$S_{эк} = \frac{160,16}{1,1} = 145,6 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод АС-150/24.

Рассмотрим режим подключения 36 МВт ПС Петровская к сети 35 кВ.

В результате расчета можно сделать вывод о необходимости замены проводов ВЛ 35 кВ Угольная-Морская, так же согласно [30] напряжение на ПС Петровская 29,33 кВ, что превышает допустимое значение отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии.

Рассмотрим увеличение сечение провода на ВЛ 35 кВ Угольная-Морская:

$$I_{\text{нб}} = \frac{\sqrt{22.7^2 + 10.1^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot \left(1 + \frac{17,3}{100}\right)^{10} = 162.8 \text{ А}$$

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(96/165 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (165/96 - 0,1)^2} = 1.14$$

$$I_{\text{расч}}^{\text{пр}} = 1,13 \cdot 162.8 = 184 \text{ А}$$

$$S_{\text{эк}} = \frac{184}{1,1} = 167 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод АС-150/24.

Для увеличения напряжение на ПС Петровская устанавливаем БСК 220-50 УХЛ1.

Тогда проводимость шунта:

$$B_{\text{ш}} = \frac{Q_{\text{ген}}}{U_{\text{ном}}^2 \cdot 10^{-6}} = \frac{50}{220^2 \cdot 10^{-6}} = 1033 \text{ См}$$

2.3 Выбор оптимального варианта проектирования электрической сети на классической основе

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Экономическим критерием являются эквивалентные годовые расходы. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что

сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект. Экономическим критерием

2.3.1 Определение капитальных вложений в сеть

Большое распространение в технико-экономическом анализе получили укрупненные технико-экономические показатели, которые рассчитываются на основе проектно-сметных данных, опыта строительства и эксплуатации. Укрупненные технико-экономические показатели используются при сравнении вариантов энергетических сооружений, схем энергоснабжения и т.п. Они дают возможность достаточно просто определять капитальные затраты. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000г.

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{П/С}} \quad (53)$$

где $K_{\text{ВЛ}}$ – капиталовложения в воздушные линии [15];

$K_{\text{П/С}}$ – капиталовложения в подстанции [15].

При определении фактических цен электросетевого строительства принимают индекс перехода от базовых цен 2000г. к текущим ценам.

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{\text{ВЛ}} = k_0 \cdot l \cdot k_{\text{пер}} \quad (54)$$

где k_0 – стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000 г.[15];

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент переоценки (индекс цен) [15].

Согласно письму Федерального агентства по строительству и жилищно коммунальному хозяйству №1951-ВТ/10 от 12.02.2016 индекс изменения сметной стоимости технологического оборудования относительно 2000г.

составляет 3,86. С учетом повышающего зонального коэффициента Дальнего Востока он составляет по воздушным линиям: 7.15; по подстанциям: 6.41.

Капитальные вложения на подстанции определяются по формуле:

$$K_{П/С} = (K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{ку} + K_{пост})k_{пер} \quad (55)$$

где $K_{ОРУ}$ – укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ) [15];

$K_{тр}$ – укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс.руб. [15];

$K_{ку}$ – укрупненные показатели стоимости компенсирующих устройств, тыс.руб. [15];

$K_{пост}$ – постоянные затраты на строительство подстанций [15].

Капиталовложения в ПС для первого и второго варианта:

$$K_{П/С1} = 17160 + 1170 + 17154 + 4836 = 40320 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{П/С2} = 15600 + 1170 + 24180 + 2418 = 43370 \text{ тыс. руб}$$

Таблица 17 – Капиталовложения в ВЛ:

U _{ном}	Линия	Марка провода	n _{цеп}	l, км	Квл тыс. руб.
1 Вариант					
110 кВ	Угольная-Петровская ПаГРЭС-Екатериновка	АС-150	2	10,7	106800
		АС-240	1	19,11	
2 Вариант					
35 кВ	Морская-Петровская	АС-150	1	6,5	103460
		АС-150	1	4,5	
	Петровская-Козьмино 2 Угольная-Морская Козьмино-Козьмино 2	АС-150	1	4,2	
		АС-150	1	7,8	

2.3.2 Расчет потерь электроэнергии

Для определения потерь рассчитываем режим двух вариантов развития электрической сети. Для сравнительного анализа используем только потери в

ВЛ. В линиях электропередачи напряжением не выше 220 кВ потери электроэнергии обычно определяются нагреванием проводов. Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ определим с помощью метода средних нагрузок в соответствии с приказом от 30 декабря 2008 г. № 326 Министерства энергетики Российской Федерации.

$$W_{\text{ВЛ}} = k_k \cdot \frac{(P_{\text{ср}}^3)^2 + (Q_{\text{ср}}^3)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{л}} \cdot k_{\text{ф}}^2 \cdot (T_3 + k_{\text{л}}^2 \cdot T_{\text{л}}), \quad (56)$$

где k_k – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99);

$P_{\text{ср}}^3$ – поток средней активной мощности зимой;

$Q_{\text{ср}}^3$ – поток средней реактивной мощности;

$T_3, T_{\text{л}}$ – количество зимних, летних часов;

$R_{\text{л}}$ – сопротивление линии;

$k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы графика;

$k_{\text{л}}$ – коэффициент летнего снижения максимальной нагрузки.

Коэффициент формы графика определяется по формуле:

$$k_{\text{ф}}^2 = \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3} = \frac{1 + 2 \cdot 0,5}{3 \cdot 0,5} = 1,33, \quad (57)$$

где k_3 – коэффициент заполнения графика, который можно принять равным 0,5.

Коэффициент летнего снижения максимальной нагрузки $k_{\text{л}}$ определяем относительно времени использования максимума нагрузки T_{max} равен 0,75 [4].

Так как режимы рассчитаны при максимальных нагрузках, то для нахождения потоков мощности при средних нагрузках используем коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$P_{\text{cp}}^3 = P_{\text{max}}^3 \cdot k_3 \quad (58)$$

Таблица 18 – Потери в ВЛ

1 Вариант				
Линия	Uном, кВ	P, МВт	Q, МВар	ΔW , кВт·ч
ПаГРЭС-Екатериновка Угольная-Петровская	110	36	14,4	217
2 Вариант				
Морская-Петровская Петровская-Козьмино 2	35	36	14,4	1691

2.3.3 Определение эксплуатационных издержек

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_a + И_э + И_{\Delta W} \quad (59)$$

где $И_a$ – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$И_э$ – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

$И_{\Delta W}$ – затраты на технологический расход электроэнергии.

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$И_a = \frac{K}{T_{\text{сл}}} \quad (60)$$

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы, для подстанций $T_{\text{сл}} = 15$, для линий $T_{\text{сл}} = 20$ [12].

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$И_э = \alpha_э \cdot K \quad (61)$$

где $\alpha_э$ – норма отчисления на обслуживание электрических сетей,

$$\alpha_{эПС} = 0,037, \alpha_{эВЛ} = 0,008 [12].$$

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = C_0 \cdot W, \quad (62)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии $C_0 = 2021,18$ руб/МВт·ч на первый квартал 2021 г.(информация предоставлена в АО «ДРСК»).

ΔW – потери электроэнергии в сети.

Таблица 19 – Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
I_a , тыс. руб.	1185.08	1229.45
I_3 , тыс. руб.	879.06	1004.33
$I_{\Delta W}$, тыс. руб.	251.17	189.16
Суммарные издержки	2149.32	2423.94

2.3.4 Эквивалентные годовые расходы

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются эквивалентные годовые расходы.

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = E \cdot K + I \quad (63)$$

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

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 71052,56 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 71837,19 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты двух вариантов отличаются менее чем на 5%, выбираем первый вариант развития электрической сети.

2.4 Выводы

1 Рассмотрено два варианта подключения ее к существующей сети ПС Петровская.

2 Разработана математическая модель Находкинского района, которая включает в себя математические модели: линий электропередач, трансформаторов, компенсирующих устройств, нагрузочных и генерирующих узлов.

3 Определены параметры схемы замещения элементов сети необходимые для выполнения расчётов установившихся режимов.

4 Составлена схема замещения для расчётов установившихся режимов работы Находкинского района с подключаемой нагрузкой.

5 Рассчитаны установившиеся режимы работы Находкинского района с подключением нагрузки 36 МВт.

6 Модель Находкинского района позволяет оценить режимы работы сети, получить реальные значения напряжений в узлах, потоки мощностей и потери.

7 На основании технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети выбран наиболее экономичный первый вариант проектирование электрической сети, который в дальнейшем будет рассматриваться с использованием принципов построения активно-адаптивной сети в сопоставлении с классическим принципом проектирования.

3 ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАХОДКИНСКОГО РАЙОНА ПРИМОРСКОГО КРАЯ НА ОСНОВЕ КОНЦЕПЦИИ SMART GRID

3.1 Оценка предпосылок и перспектив развития отечественной энергетики на платформе Smart grid на примере филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в контексте типичных для отрасли задач и проблем

На примере филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети», являющегося крупнейшим предприятием, обслуживающим электрические сети 0,4-110 кВ на территории Приморского края, произведена оценка предпосылок и перспектив инновационного развития отечественной энергетики в контексте типичных для отрасли задач и проблем.

Как известно, результаты процесса передачи электроэнергии формируются под влиянием многих факторов, и среди них очень важное место занимает состояние основных производственных фондов. К сожалению, проблема старения основных фондов, о которой так много говорится применительно к Российской энергетике, не стала исключением и для Приморских электрических сетей. Износ основного электросетевого оборудования предприятия по состоянию на 01.01.2020 года составляет 50,7% (рисунок 15). Часть находящегося в эксплуатации оборудования имеет фактический срок службы, превышающий нормативный более чем в 2 раза.

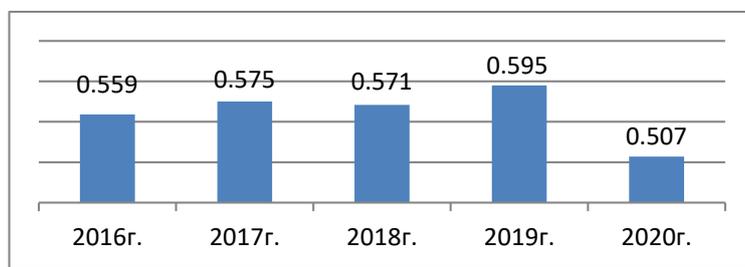


Рисунок 15 – Износ электросетевого оборудования по филиалу АО «ДРСК» «Приморские ЭС»

Сложившуюся ситуацию значительно усугубляет неудовлетворительное техническое состояние вновь принимаемых в эксплуатацию электросетевых комплексов. Общий объем принятого электросетевого хозяйства составил 11 257 у.е. или 11,7% от всего объема обслуживания.

Помимо технического состояния объектов электросетевого хозяйства, существенное влияние на основные показатели передачи электроэнергии оказывает топология электрических сетей. В связи с этим следует отметить, что замкнутые схемы электроснабжения, отличающиеся большей надежностью и меньшими потерями мощности, составляют лишь немногим более 20% от общей протяженности Приморских сетей (рисунок 16). При этом значительная часть радиально-магистральных сетей имеет резервирование по другим классам напряжения, но у 30% электрических сетей предприятия возможность резервирования отсутствует.

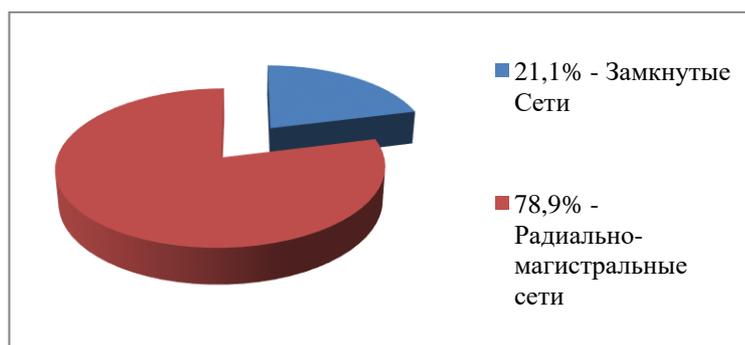


Рисунок 16 – Структура электрических сетей филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»

Безусловно, одним из основных путей изменения сложившегося положения в лучшую сторону, является реконструкция электросетевого комплекса с применением новейших технических разработок. Однако, объемы инвестиций в объекты электросетевого хозяйства предприятия пока недостаточны.

Данные факторы оказывают отрицательное влияние, прежде всего, на показатели надежности электроснабжения. В 2018 году по операционной зоне

филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в сети 6-110 кВ было зафиксировано 2356 отключений, в 2019 году- 2895 отключений, в 2020 году - 2659. Рост аварийности в 2019 году, помимо состояния оборудования, связан с паводковой ситуацией на территории Приморского края, вызванной проливными дождями, тайфунами в июле-августе.

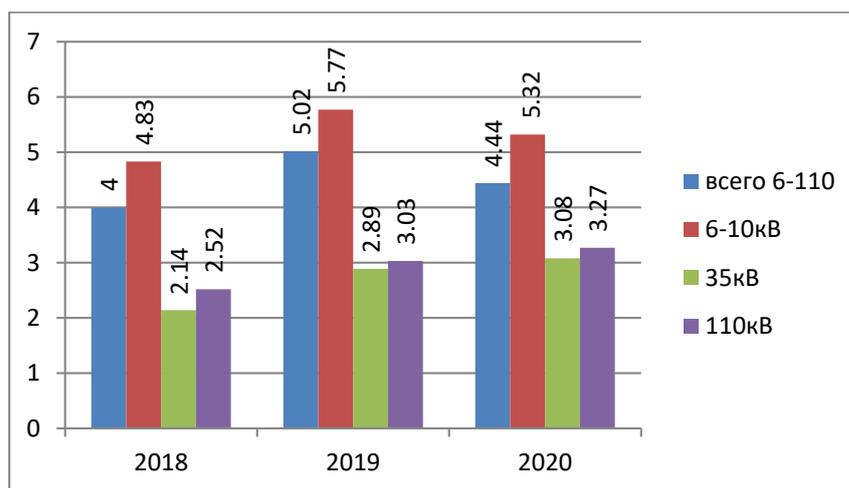


Рисунок 17 – Удельный показатель аварийности по филиалу АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»

Основные показатели надежности электроснабжения в Приморских электрических сетях на протяжении ряда лет существенным образом не меняются (рисунок 17). В среднем за период с 2015 года по 2020 год *среднее время устранения повреждения* составило 4 ч. 48 мин., *среднее время простоя потребителя* - 3 ч. 24 мин., *процентный показатель успешной работы АПВ, РПВ по присоединениям 6-110 кВ* - 45,78%. По результатам 2015 года *среднее время устранения повреждения* составило 4 ч. 31 мин., *среднее время простоя потребителя* - 3 ч. 21 мин., *процентный показатель успешной работы АПВ, РПВ по присоединениям 6-110 кВ* - 50,52%.



Рисунок 18 – Динамика показателей надежности энергоснабжения в филиале АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»

Не менее значимым показателем эффективности деятельности электросетевого предприятия, который в своей технологической составляющей во многом определяется состоянием электросетевого хозяйства, являются потери электроэнергии при ее передаче и распределении. Согласно данным баланса электрической энергии филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети», отпуск электроэнергии в сеть предприятия ежегодно растет, что связано с увеличением числа потребителей, как юридических, так и физических лиц, а так же вызвано ростом электропотребления предприятиями горнорудной промышленности. Наряду с этим потери электроэнергии в процентном отношении к отпуску в сеть ежегодно снижаются, в 2018 году они составили 18,07%, в 2019 г.-16,73 %; в 2020 г.- 15,78%. Но, несмотря на положительную тенденцию, уровень потерь электроэнергии остается очень высоким. Как уже отмечалось выше, в международной практике принято считать, что относительные общие потери электроэнергии при ее передаче и

распределении удовлетворительны, если они не превышают 4-5%. Потери электроэнергии на уровне 10% оцениваются как максимально допустимые [26].



Рисунок 19 – Структура баланса электроэнергии в сетях филиала АО «ДРСК» «Приморские» за 2020 год

Наиболее высокие показатели потерь электроэнергии характерны для сетей среднего и низкого класса напряжения, что связано с разветвленностью схем, неоптимальностью электрических режимов, неравномерностью нагрузок и отсутствием оперативной информации об изменении их характера, низкой достоверностью систем учета электроэнергии и т.п. По данным за 2020 год потери электроэнергии в сетях филиала 10(6)-0,4 кВ, без учета «прямых» фидеров, составили 32,96%. При этом в восьми сетевых районах этот показатель превышает 35%.

Следует отметить, что данная ситуация типична для Российской энергетики. Неудовлетворительное состояние электросетевого хозяйства и неоптимальная структура сети, в условиях ограничения в финансовых ресурсах, неизбежно приводят сетевые предприятия к низким показателям надежности и значительным потерям электроэнергии, и, не смотря на определенные капиталовложения в объекты энергетики, такое положение на протяжении многих лет существенным образом не меняется. Наряду с этим, в последнее время отмечается значительное усиление влияния на функционирование

отрасли целого ряда внешних факторов: растущего энергопотребления в условиях ограниченности энергоресурсов, повышения требований к надежности и качеству электроснабжения со стороны потребителей, формирования государственной политики в сфере энергоэффективности, энергобезопасности, экологической безопасности и охраны окружающей среды, внедрения в электроэнергетику рыночных отношений. Продиктованные вызовами времени, новые требования к энергетике в нормативном виде закреплены в Стратегии ее развития на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р [26]. При этом основная проблема практической реализации стратегических целей заключается именно в том, что реальные возможности сетевых предприятий в сложившихся условиях оказываются несопоставимыми масштабам поставленных задач.

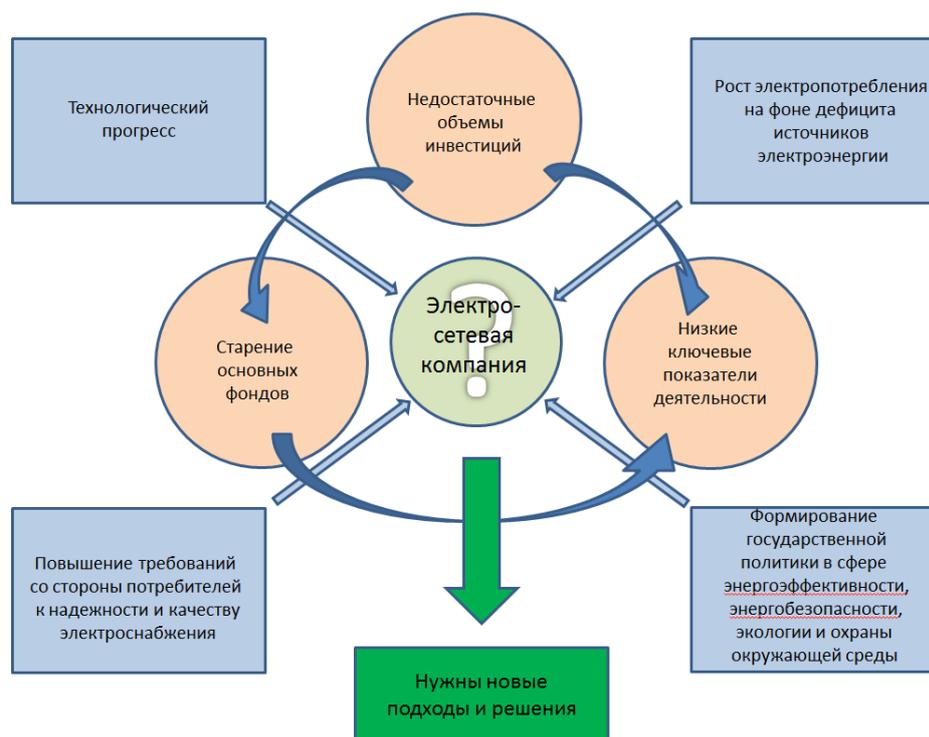


Рисунок 20 – Проблемная ситуация в Российской энергетике

Разрешить данную ситуацию в энергетике, не предпринимая кардинальных мер, вряд ли удастся, требуется пересмотр классических

представлений и выработка новых подходов, принципов и механизмов ее функционирования. И с этой позиции переход от экстенсивной концепции развития отрасли, основанной преимущественно на улучшении отдельных видов оборудования и технологий, к концепции интеллектуального развития на платформе Smart Grid может стать решением данной проблемы.

Энергетическая система, функционирующая на базе Smart Grid, отличается от классической принципиально новыми свойствами. Полное резервирование схем электроснабжения в сочетании с интеллектуальными технологиями, позволяющими осуществлять в режиме реального времени информационный обмен между всеми участниками процесса передачи электроэнергии, а так же основанные на распределенных принципах управления специальные методы и алгоритмы принятия и выполнения решений, создают возможности удаленного мониторинга и управления элементами сети, обеспечивают способность системы к саморегулированию и к самовосстановлению при аварийных ситуациях. В результате происходит значительное повышение надежности электроснабжения, снижение потерь электроэнергии, повышается эффективность управления как капитальными затратами, так и эксплуатационными расходами.

Не вызывает сомнения, что вопросы о целесообразности перехода предприятия на инновационную платформу необходимо рассматривать в комплексе, в том числе и с точки зрения экономической эффективности. Согласно экспертным мнениям, развитие энергетики на базе концепции Smart Grid, подобно инвестициям в повышение качества жизни, является существенно эффективным: соотношение затраты-выгоды оценивается как 4 к 1 [28].

Действующий механизм тарифообразования предприятия, по методу доходности инвестированного капитала, позволяет возратить весь инвестированный капитал, в т. ч. и капиталовложения в Smart Grid, к концу

инвестиционного периода, помимо этого инвестор имеет право получить на инвестированный капитал доход, соответствующий норме доходности, признаваемой участниками рынка в качестве обоснованной. Вместе с тем, можно прогнозировать и экономический эффект от внедрения Smart Grid, прежде всего за счет экономии затрат. Согласно заключениям зарубежных экспертов, при внедрении Smart Grid снижение потерь при передаче электроэнергии прогнозируется на уровне 25-30 %, расходов энергии на хозяйственные нужды - 20-45%, расходов на устранение аварийных повреждений и ремонтные работы- 10-15%, потерь от перерывов в подаче электроэнергии (недоотпуска) - 15-20%, капиталовложений в оборудование -10-15 %. Эти данные позволили предварительно оценить годовой экономический эффект от внедрения Smart Grid для филиала АО «ДРСК» «Приморские ЭС» в размере 580-740 млн. руб. [30].

Несомненно, весьма существенным аргументом в пользу новой концепции должно послужить и то, что одним из ее ключевых принципов является принцип преемственности и технологической совместимости: модернизированное оборудование энергетических компаний совмещается с новыми технологиями и интегрируется в новую энергетическую систему. В связи с этим необходимо отметить, что в настоящее время в Приморских электрических сетях реализуется ряд проектов по модернизации электросетевого оборудования, которые могут рассматриваться с точки зрения перспектив внедрения Smart Grid.

С 2010 года происходит поэтапное внедрение информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). На границах с потребителями розничного рынка электроэнергии уже установлено более 47 тысяч интеллектуальных приборов учета, что составляет 45% от общего количества точек учета, производится установка оборудования автоматизации для обеспечения дистанционного сбора и передачи данных. В

текущем году предусматривается завершение работ по созданию локальной автоматизированной системы учета по общедомовым счетчикам электроэнергии в многоквартирных жилых домах.

На сегодняшний день в филиале заменено 1300 морально и физически устаревших устройств РЗА на современные микропроцессорные устройства. В отличие от электромеханических устройств РЗА, имеющих большие габариты и потребляемую мощность, низкую точность и информативность, микропроцессорные устройства РЗА лишены этих недостатков и обладают рядом преимуществ. Применение микропроцессорных устройств РЗА в энергосистемах позволяет повысить быстродействие и селективность релейной защиты и автоматики, что обеспечивает повышение устойчивости энергосистемы, а так же надежности электроснабжения потребителей за счет снижения повреждаемости электрооборудования при коротких замыканиях.

В 2011 году начато внедрение современного программно-технического комплекса «Центр управления сетями», позволяющего диспетчерскому персоналу круглосуточно, в режиме реального времени, отслеживать работу энергообъектов предприятия, контролировать уровни напряжения, нагрузку энергооборудования, перетоки мощности в основной сети, дистанционно управлять режимами работы оборудования и оперативно реагировать на возникающие повреждения.

С этих же позиций можно рассматривать и планомерно модернизируемую систему телекоммуникаций. На данном этапе связь между всеми узловыми подстанциями 110 кВ филиала организована с применением цифровых каналов связи по волоконно-оптическим кабельным линиям, широкая полоса пропускания которых в перспективе позволит передавать большие информационные потоки.

В электрических сетях предприятия, выполненных по радиально-петлевому принципу, на отходящих от центров питания протяженных фидерах

ВЛ 6(10) кВ, весьма проблемных с точки зрения надежности электроснабжения, установлено и интегрировано в существующий оперативно-информационный комплекс «Диспетчер NT» тридцать реклоузеров- интеллектуальных коммутационных аппаратов наружной установки. Данные устройства способны автоматически идентифицировать и обрабатывать повреждения в сети по заранее запрограммированному алгоритму, производить автоматическое выделение поврежденного участка, обеспечивая электроснабжение потребителей «здоровых» участков схемы.

Все приведенные доводы дают основания считать, что у Приморских электрических сетей, на примере которых были оценены перспективы развития отечественной энергетики на платформе Smart Grid, имеются не только объективные предпосылки для выбора в пользу инновационных преобразований, продиктованные современными условиями функционирования отрасли. Внедрение новых технических разработок уже сегодня можно рассматривать с позиций создания элементов необходимого организационно-технического базиса для перехода к активно-адаптивным принципам построения сетей в дальнейшем.

3.2 Классификация предпосылок и общих принципов развития энергетики на платформе Smart Grid в сравнении с действующей классической концепцией

Классификация предпосылок и общих принципов развития энергетики на платформе Smart Grid позволяет провести сравнение инновационной концепции с действующей классической концепцией по определенным критериям, а так же систематизировать процесс оценки возможностей и перспектив перехода Российской энергетики на интеллектуальный путь развития.

К основным предпосылкам развития отрасли на платформе Smart Grid можно отнести рост электропотребления на фоне дефицита источников

электроэнергии; повышение требований к безопасности, надежности и качеству электроснабжения на фоне износа оборудования сетевых компаний; рост тарифов на электроэнергию; повышение требований в сфере энергоэффективности, экологии и охраны окружающей среды. В соответствии с обозначенными предпосылками, в рамках данной работы систематизированы сравнительные характеристики функциональных свойств энергетической системы, развивающейся на базе концепции Smart Grid, и функционирующей по классическим принципам, результаты приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Основные предпосылки инновационного развития энергетики и сравнительные характеристики функциональных свойств энергетической системы на основе классической концепции и на базе концепции Smart Grid

Основные предпосылки инновационного развития энергетики	Энергетическая система на основе классической концепции	Энергетическая система на базе Концепции Smart Grid
1	2	3
Рост электропотребления на фоне дефицита источников электроэнергии.	Односторонняя коммуникация между элементами или ее отсутствие	Двусторонние коммуникации
	Централизованная генерация, сложно интегрируемая распределенная генерация	Интеграция и распределение энергии из альтернативных источников
	Ограниченный контроль перетоков мощности	Управление перетоками мощности
	Пассивная роль потребителей в энергетической системе	Активное участие потребителей в энергетической системе, управление своим электропотреблением
Повышение требований к безопасности, надежности и качеству электроснабжения на фоне высокой степени износа оборудования сетевых компаний	Топология — преимущественно радиальная	Топология- преимущественно сетевая
	Реакция на последствия аварии	Реакция на предотвращение аварии
	Работа оборудования до отказа	Мониторинг и самодиагностика, продлевающие срок эксплуатации оборудования
	Ручное восстановление	Автоматическое восстановление — «самовосстанавливающиеся сети»
	Подверженность системным авариям	Предотвращение развития системных аварий

Продолжение таблицы 20

1	2	3
	Ручное и фиксированное выделение сети	Адаптивное выделение сети
	Проверка оборудования по месту	Удаленный мониторинг оборудования
	Надежность- категория техническая	Надежность- категория технико-экономическая
Рост тарифов на электроэнергию	Недоступная или сильно запоздавшая информация о цене, объемах, надежности и качестве электроэнергии для потребителя	Информация в реальном времени
	Не дифференцированная услуга электроснабжения	Программа управления потреблением электроэнергии (объем и функциональные свойства)
		Возможность регулирования пикового потребления, изменение цены во время пиковых нагрузок
		Установление дифференцированных цен на разные уровни надежности и качества электроэнергии
Повышение требований в сфере энергоэффективности, экологии и охраны окружающей среды	Высокий уровень потерь электроэнергии	Снижение потерь электроэнергии на 25-30%.
	Направление потока мощности от генерации к потребителю в соответствии с заранее заданным уровнем напряжения и сопротивления.	Способность электрической сети к «саморегулированию» подачи электроэнергии в зависимости от снижения или увеличения режима потребления.
	Поиск и восстановление энергоснабжения – затраты на выезд оперативного персонала, недоотпуск электроэнергии	Снижение количества выездов работников на аварии и проведение оперативной диагностики, уменьшение недоотпуска электроэнергии
	Высокий уровень выбросов СО в атмосферу	Снижение выбросов в атмосферу в результате снижения количества и мощностей генерирующих элементов сети, в т. ч. за счет использования распределенной генерации и оптимального потребления электроэнергии

Проведенная классификация, с одной стороны, наглядно демонстрирует неоспоримые преимущества инновационного направления развития перед экстенсивной концепцией, основанной преимущественно на улучшении

отдельных видов оборудования и технологий, с другой стороны, формирует подходы для проведения экономической оценки, определения организационно-технических возможностей и перспектив инновационного развития как в целом для Российской энергетики, так и для отдельных региональных энергосистем и электросетевых компаний в частности.

Рассмотрим применительно к рассматриваемой части сети Находкинский район вблизи Восточного порта: на ВЛ 110 кВ Угольная – Восточная тяга ограниченный переток мощности, целесообразно вести управление перетоками. Так как в сети нет сложно распределительной интеграции, подключить к существующей сети третью очередь Восточного порта не представляется возможным.

3.3 Анализ выбранного варианта развития сети 35-110 кВ Приморского края в районе Восточного порта с использованием принципов построения активно-адаптивной сети и на основе классических принципов проектирования

Рассмотрим выбор и проверку оборудования и надежности выбранного варианта развития сети с использованием принципов построения активно-адаптивной сети и на основе классических принципов проектирования, для этого рассчитаем токи короткого замыкания. В первом варианте рассмотрим выбор оборудования на основе построения активно-адаптивной сети, второй вариант на основе классических принципов проектирования.

В соответствии с руководящими указаниями [2] в виду простой схемы рисунок 9 расчет токов КЗ проводился программном обеспечении RastrWin3.

Результаты расчета сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Токи короткого замыкания			
	$I_{п0}$	$I_{уд}$	$I_{КЗ}^{(2)}$	$I_{КЗ}^{(1)}$
К1	1,54	4,2	1,33	2,63
К2	10,261	20,3	8,9	9,23

3.4 Преимущества ПС Петровская с установкой инновационного оборудования

Рассмотрим ПС Петровская с дальнейшим выбором инновационного оборудования.

Программная платформа на ПС Петровская, размещена на программно-техническом комплексе телемеханики iSMS (ООО «ЭМА») имеющие свободное распределение функций, с полной поддержкой стандарта IEC 61850.

- Возможность расширения и наращивания функционального наполнения;
- Контроль состояния и дистанционное управление в реальном времени;
- Обеспечение связи с системами верхнего уровня;
- Развитая система мониторинга и диагностики;
- Высокая заводская готовность;
- Нет ограничений при транспортировке;
- Оптимизация расходов на ввод в эксплуатацию подстанции.

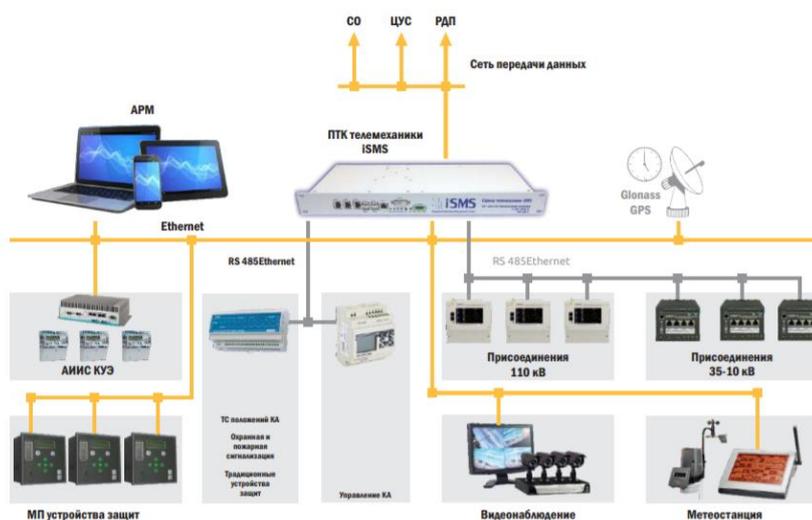




Рисунок 21 – Схема управления подстанции с инновационным оборудованием

3.5 Выбор и проверка выключателей

Необходимо максимально приблизить ПС Петровская к цифровой подстанции – одному из основных элементов «интеллектуальной» сети.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- напряжение установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} , \quad (64)$$

- длительный ток:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}} , \quad (65)$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МАХ}} , \quad (66)$$

- отключающая способность:

$$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \geq I_{\text{ПО}} , \quad (67)$$

- включающая способность:

$$I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{ПО}} , \quad (68)$$

$$i_{\text{ВКЛ}} \geq i_{\text{УД}} , \quad (69)$$

Проверяем выключатели по следующим параметрам:

$$i_{\text{АНОМ}} \geq i_{\text{АТ}} , \quad (70)$$

$$i_{\text{АНОМ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \cdot \frac{\beta}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА} , \quad (71)$$

где β - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя.

$$i_{\text{АТ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} , \quad (72)$$

$$i_{\text{АТ}} = \sqrt{2} \cdot 1,54 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 4,96 \text{ кА}$$

где $\tau = 0.045$

Проверка по термической устойчивости выключателя:

$$W_T \geq W_K \text{ или } I_T^2 \cdot t_T \geq I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{ОТКЛ}} + T_a) , \quad (73)$$

где $t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о.}} + t_{\text{р.з.}}$

$$B_K = 1,54^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 0,451 \text{ кА}^2\text{с}$$

Для установки в ОРУ 110 кВ ПС Петровская выбираем выключатель серии LTB 145 - 110 с моторно-пружинным приводом ВЛК .

Конструкция привода ВЛК разработана с минимальным числом компонентов. Такая конструкция обеспечивает высокую степень общей надежности и предъявляет минимальные требования к техническому обслуживанию привода, а значит и всего выключателя.

Выключатель колонковый серии LTB оснащен компрессионным дугогасительным устройством. Может работать с 1-но и 3-х полюсным управлением. Выключатели, имеющие одно дугогасительное устройство на полюс, могут работать в обоих режимах управления. Выключатели с двумя дугогасительными устройствами на полюс допускают управление только на один полюс, т.е. пофазное. Три полюса выключателя монтируются на отдельных полюсных опорах. При трехполюсном режиме управления полюса выключателя и привод соединены между собой тягами. Каждый полюс выключателя оборудован своей отдельной отключающей пружиной.

Каждый полюс выключателя собран в герметичную колонку, заполненную элегазом, состоящую из дугогасительной камеры и корпуса механизма.

Эксплуатационная надежность и срок службы элегазового выключателя во многом зависят от способности обеспечить герметизацию объема с элегазом и нейтрализовать влияние влажности и продуктов разложения газа внутри камеры.

Риск утечки газа незначителен благодаря применению двойных кольцевых уплотнений из нитрильного каучука.

В каждой дугогасительной камере помещается абсорбционный фильтр (диссикант), который поглощает из элегаза остаточную влажность и задерживает продукты распада элегаза, образующиеся в процессе горения дуги.

Поскольку отключающая способность зависит от плотности элегаза, полюс выключателя ЛТВ оборудован монитором плотности. Монитор плотности представляет собой реле давления с температурной компенсацией, поэтому предупредительный сигнал и функция блокировки включаются только в том случае, когда давление элегаза снижается из-за его утечки.

Выключатель ЛТВ имеет пружинно-моторный или моторный привод ВЛК. Каждый привод оборудован постоянно подсоединенным контактом антиконденсационным нагревателем 70 Вт. Кроме того, устанавливают один или несколько регулируемых нагревателей, в зависимости от температуры или влажности окружающего воздуха. Нагреватели работают с управлением от термостата или, в дополнительном исполнении, от контролера влажности воздуха (контроллер с датчиком влажности). Данную технологию эффективно сочетают с современными методами изготовления и небольшим числом механических компонентов. Такой подход обеспечивает высокую степень надежности выключателя и снижает до минимума потребность в техническом обслуживании. Привод ВЛК предназначен для применения в различных климатических условиях, от полярных до пустынных.

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\max p} = \frac{S_{BH}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{31^2 + 10.8^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,172 \text{ кА.}; \quad (74)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя цифровой подстанции Петровская на основе представлено в таблице 22 и 23.

Таблица 22 - Сравнение каталожных и расчетных данных для цифровой подстанции Петровская

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ЛТВ 145 - 110		
$U_H = 110$ кВ	$U_p = 110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630$ А	$I_{pmax} = 172$ А	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 102$ кА	$I_{уд} = 4,2$ кА	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 1875$ кА ² с	$B_k = 36,245$ кА ² с	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{по} = 1,54$ кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40$ кА	$I_{по} = 1,54$ кА	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$I_{аном} = 22,63$ кА	$i_{ар} = 4,96$ кА	$i_{ар} \leq i_{аном}$

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчетных данных для подстанции Петровская на основе классических принципов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВБК-110		
$U_H = 110$ кВ	$U_p = 110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630$ А	$I_{pmax} = 172$ А	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 50$ кА	$I_{уд} = 4,2$ кА	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 1250$ кА ² с	$B_k = 36,245$ кА ² с	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 20$ кА	$I_{по} = 1,54$ кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 20$ кА	$I_{по} = 1,54$ кА	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$I_{аном} = 22,63$ кА	$i_{ар} = 4,96$ кА	$i_{ар} \leq i_{аном}$

3.6 Выбор и проверка разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

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

Выбираем разъединители АBB SGF123n-100 У1+2Е/. Двухколонковые поворотные разъединители типа SGF являются однополюсными разъединителями наружной установки. Два или три полюса могут быть механически связаны вместе, тем самым формируя группу.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 24 и 25.

Таблица 24 - Сравнение каталожных и расчетных данных для цифровой подстанции Петровская

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
АBB SGF123n-100 У1+2Е/.		
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_p = 172 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 60 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 36,245 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Переносные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 36,245 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Таблица 25 - Сравнение каталожных и расчетных данных для подстанции Петровская на основе классических принципов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
РНДЗ-110/630		
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_p = 172 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 36,245 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Переносные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 36,245 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

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

3.7 Выбор и проверка трансформаторов тока

В качестве альтернативы традиционным измерительным трансформаторам тока и напряжения, могут применяться цифровые измерительные трансформаторы на основе оптико-электронных преобразователей тока и напряжения, обеспечивающие:

требуемую точность определения электрических параметров для систем измерений и РЗА;

требуемую точность измерений в широком динамическом диапазоне изменений тока (от 100 А до 4000 А для систем измерений и до 160 кА для РЗА);

проведения анализа качества электроэнергии по гармоническому составу в переходных режимах для частотного диапазона от 10 Гц до 5000 Гц (как перспективный может рассматриваться диапазон частот от 0 Гц с верхней границей выше 5000 Гц).

Цифровые измерительные трансформаторы должны соответствовать требованиям, предъявляемым к средствам измерений согласно разделу «Метрологическое обеспечение».

Кроме того, перспективной является технология резистивно-емкостных цифровых трансформаторов напряжения (РС ТН) до 750 кВ, обеспечивающих требуемую точность измерений электрических параметров для систем измерений и РЗА в диапазоне частот до 10 кГц.

Современные измерительные трансформаторы должны иметь увеличенный, по сравнению с традиционными, межповерочный интервал – не менее 8 лет, улучшенные массогабаритные характеристики и требовать меньших трудозатрат при монтаже и эксплуатации. Внешняя изоляция для измерительных трансформаторов изготавливается преимущественно из материалов, которые не требуют применения специальной жидкой или газовой изоляционной сред. Современные измерительные трансформаторы пожаро- и взрывобезопасные.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} ,$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, сопротивления соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_k :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k; \quad (75)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно - 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{пров} = R_{пров}$.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ном} \geq \sum (Z_{приб} + Z_{пр} + Z_k), \quad (76)$$

На стороне ВН выберем оптические измерительные трансформаторы тока НХСТ -110. Так как у них более высокие эксплуатационные характеристики (безопасность, эксплуатационные расходы), улучшенные метрологические характеристики измерительных комплексов.

Измерение напряжения основано на измерении электрического поля ячейкой Поккельса с использованием двухканального метода с использованием двухканального метода, обеспечивающего устойчивость к обеспечивающего устойчивость к колебаниям температуры, вибраций и изменению интенсивности света от лазерного источника.

По отношению к традиционным трансформаторам введены дополнительные нормативы по:

- требованиям по измерению гармоник;
- расширены требования к числу контролируемых гармоник и пределам допускаемых амплитудных и угловых погрешностей;
- введены требования к точности измерения гармоник и субгармоник для приложений защиты;
- требованиям к аналоговым и цифровым интерфейсам;
- введены дополнительные интерфейсы передачи измерительной информации.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Цифровой интерфейс	0,6	-	-
Ваттметр		0,07	-	0,07
Варметр		0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ		7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

$Z_{2ном} = 15 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока

$\sum r_{приб}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (77)$$

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

$I_{2н}$ - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_k = 0,1$ Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

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

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

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k = 0,329 + 0,595 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 27.

Таблица 27 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_p = 172 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_{2\text{ном}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,2 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 36,245 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} \geq B_k$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке. Для второго варианта выберем трансформатор тока ТОЛ-110 Ш.

3.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

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

Трансформаторы напряжения также как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными

кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 28.

Таблица 28 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

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

На сторону ВН ПС Петровская выбираем оптический трансформатор напряжения разработки NxtPhase.

Преимущества оптических трансформаторов напряжения:

- Повышенная безопасность вследствие отсутствия масла и элегаза;
- Отсутствие феррорезонанса;
- Нет опасности размыкания вторичных цепей тока;
- Высокая вандалостойкость и стойкость к загрязненности полимерного изолятора;
- Легкая утилизация
- Простота инсталляции в условиях ограниченного пространства инсталляции в условиях ограниченного пространство, оптические трансформаторы могут монтироваться в вертикальном, горизонтальном и наклонном положении на существующих конструкциях порталов, выключателей и силовых трансформаторов;
 - Сохранение точности при внешних воздействиях;
 - Сохранение точности при внешних климатических воздействиях;

- Расширенная полоса пропускания;
- Точное воспроизведение формы тока при коротком замыкании;
- Точностные характеристики ИИК коммерческого учета электроэнергии.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 29.

Таблица 29 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм},$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Цифровой Интерфейс Аналоговый LEA интерфейс, Аналоговый HEA интерфейс.	4	0	1	1	4	0
Ваттметр		5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр		5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ		7,5	0,38	0,925	5	75	183
Счетчик АЭ		7,5	0,38	0,925	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{254^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 30.

Таблица 30 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 800 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке. Для второго варианта выбираем трансформатор напряжения NxtPhase 110 У1.

3.9 Выбор ВЛ 110 кВ ПС Петровская

Для ВЛ 110 кВ Угольная – Петровская №1, №2 выберем высокопрочный неизолированный сталеалюминевый провод АССР.

Новый продукт получил название АССР – Алюминиевый композитный усиленный провод (Aluminum Conductor Composite Reinforced). Помимо улучшенной пропускной способности АССР обладает меньшей массой, большей прочностью, более высокой температурной стойкостью и устойчивостью к провисанию, по сравнению с существующими аналогами. Композитный провод более устойчив к коррозии, обладает повышенным сопротивлением усталости и безвреден для окружающей среды (отсутствие экологической деградации).

АССР является витым многожильным проводом, который состоит из сердечника и внешних токоведущих жил. Композитный сердечник образуют несколько проволок диаметром от 1,9 до 2,9 мм. Каждая проволока представляет собой алюминий высокой чистоты, в который внедрены более 25000 микрометровых непрерывных продольных волокон оксида алюминия (Al_2O_3). Эти волокна придают материалу сверхвысокую прочность. Внешне композитный сердечник выглядит подобно стандартному алюминиевому проводу, но его физические и механические свойства сильно отличаются как от алюминиевых, так и от стальных аналогов:

- прочность композитного сердечника сравнима со стальным и в 8 раз выше алюминиевого;
- масса композитного сердечника в 2 раза меньше стального и всего на 20% больше массы чистого алюминия;
- электропроводность сердечника АССР в 4 раза выше стального;
- коэффициент теплового расширения в 4 раза меньше алюминиевого и в 2 раза меньше стального;
- жесткость – в 3 раза выше алюминиевого сердечника.

Внешние токоведущие жилы провода АССР состоят из температуроустойчивого сплава алюминий-цирконий (Al-Zr). Сплав Al-Zr имеет прочность аналогичную стандартному алюминию 1350-H19, но его микроструктура сформулирована так, чтобы он сохранял эту прочность при высоких температурах. Если обычный алюминий при температуре 120-150 °С отжигается и резко теряет прочность, то сплав Al-Zr сохраняет свои свойства до 210 °С, с пиковыми нагрузками до 240°С.

При проектировании новых линий на основе АССР высокая устойчивость к провисанию позволяет увеличить длину пролета.

3.10 Оценка надежности сети с использованием инновационного оборудования и на основе классических принципов проектирования

Надежность - одно из главных целевых свойств искусственных систем. Для сопоставления вариантов проектирования развития электрической сети 35-110 кВ Находкинского района воспользуемся аналитическим методом, который позволяет определить количественные вероятностные значения показателей надежности для электрической схемы любой сложности. Этот метод основан на композиции системного анализа и теории вероятностей.

Следует отметить, что в целях упрощения задачи расчет производился для выбранного варианта сети с использованием принципов построения активно-адаптивной сети и на основе классических принципов проектирования. Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов или их групп, ошибок обслуживающего персонала, отказов релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В качестве показателей надежности отдельных элементов и систем в практических инженерных расчетах в течение расчетного интервала времени принимаются следующие характеристики:

- вероятность отказа, или средний коэффициент вынужденного простоя q ;
- параметр потока отказов (среднее количество отказов) ω , 1/год;

- среднее время восстановления $t_{в}$, ч;
- недоотпуск электроэнергии $W_{нед}$, МВт·ч.

В качестве примера расчет надежности с использованием классических принципов построения сети.

Расчетная схема замещения электрической схемы:

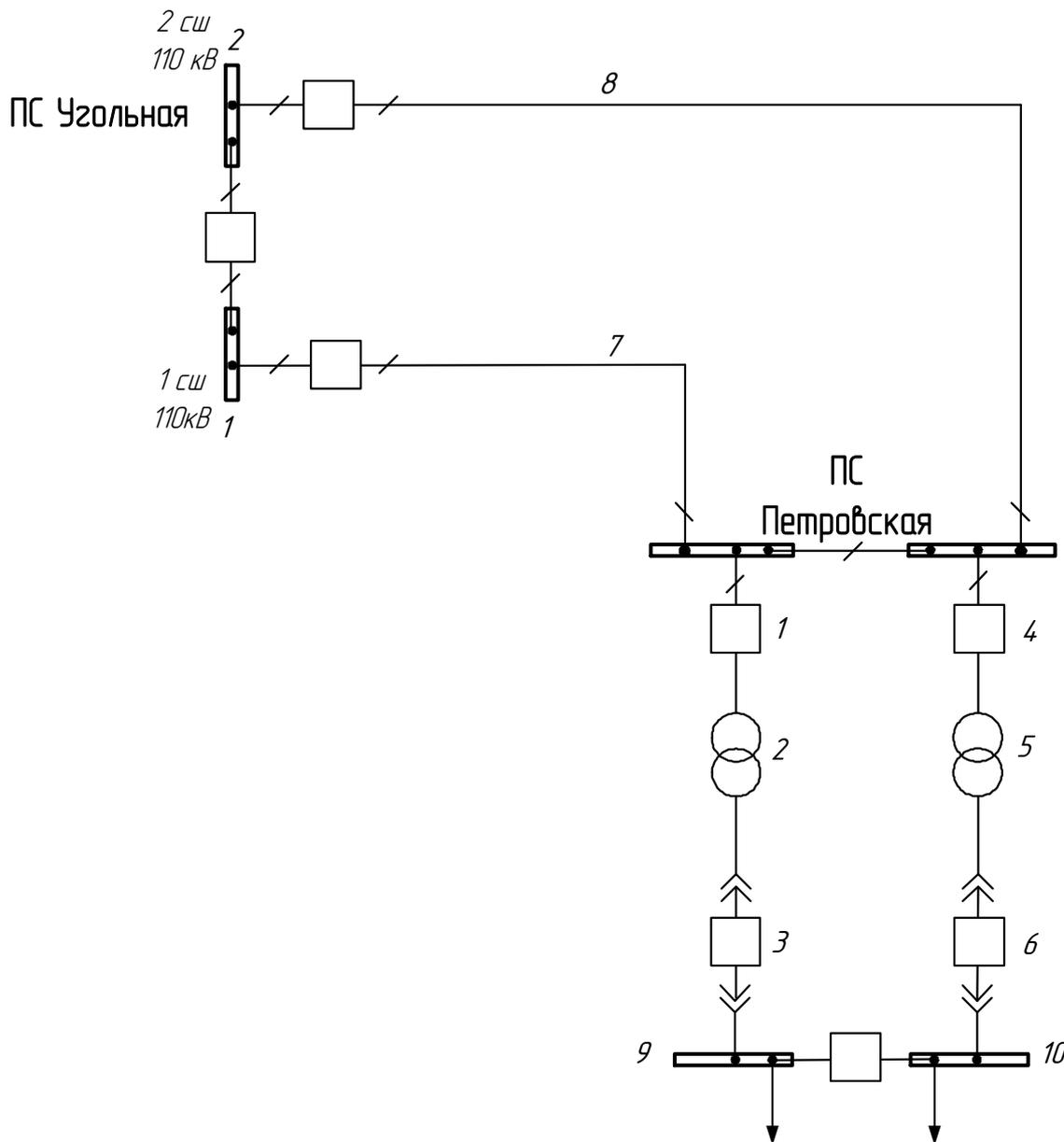


Рисунок 22 – Расчетная схема сети для оценки надежности

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности:

- параметр потока отказов, ω ;

- среднее время восстановления, t_v ;
- частота плановых отключений, μ ;
- время плановых отключений, $t_{пл}$.

Таблица 31 – Показатели надежности элементов

№ элемента	Название оборудования	ω , 1/год	T_v , ч	μ , 1/год	$t_{пл}$, ч
7	ВЛ Угольная- Петровская №1	0,7	11	1,6	16
8	ВЛ Угольная - Петровская №2	0,7	11	1,6	16
9,10	Секция шин 10 кВ	0,030	7	0,166	5
2,5	Трансформатор ТДН-25000/110	0,014	70	0,166	280
1,4	Выключатель элегазовый 110 кВ	0,017	20	0,2	45
3,6	Выключатель вакуумный 10 кВ	0,01	11	0,2	24

Для выключателей дополнительно определяются:

- относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента, для выключателя 110 кВ $\alpha_{кз} = 0,013$, для выключателя 10 кВ $\alpha_{кз} = 0,0022$;

- относительная частота отказов при оперативных переключениях, для выключателя 110 кВ $\alpha_{\text{оп}} = 0,004$, для выключателя 10 кВ $\alpha_{\text{оп}} = 0,0022$;

- коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{АПВ} = 1/10$;

- число оперативных переключений, $N_{\text{оп}}$;

- длительность оперативных переключений, $T_{\text{оп}}$.

На основе найденных единичных показателей надежности определяется комплексный показатель – вероятность отказа:

$$q = \frac{\omega \cdot T_v}{8760} \quad (79)$$

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением.

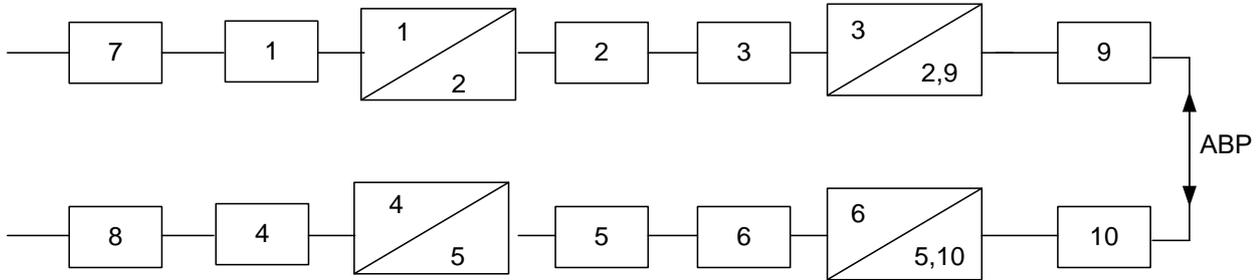


Рисунок 23 – Схема замещения сети для оценки надежности

Под выключателем понимается весь комплекс оборудования в его ячейке РУ: изоляторы, измерительные трансформаторы, разъединители, РЗА, поэтому для оценки надёжности необходимо вводить модели выключателей, для которых параметр потока отказов определяется по следующему выражению:

$$\omega_B = \omega_{B,ст} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.i} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп}, \quad (80)$$

где $\omega_{а.нб}$ – частота отказов выключателя в статическом состоянии:

$$\omega_{B,ст} = \omega_B + 2\omega_p; \quad (81)$$

α – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ, $\alpha=1$ если АПВ есть, $\alpha=0$, если АПВ нет;

$\omega_{эл.i}$ – параметр потока отказов элемента присоединенного к выключателю i -го смежного элемента;

$\alpha_{оп} \cdot N_{оп}$ – частота отказов при оперативных переключениях.

Учитываем смежные элементы по формуле модели отказа выключателя.

$$\omega_{в.ст1} = \omega_{в1} + 2\omega_p = 0,017 + 2 \cdot 0,01 = 0,037 ; \quad (82)$$

Для выключателя 1,4:

$$\begin{aligned} \omega_{в1} &= \omega_{в.ст1} + \alpha_{кз1} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_7 + \omega_2 \cdot (q_{дз.} + q_{гз.}) \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = \\ &0,037 + 0,004 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot 0,7 + 0,014 \cdot (1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3}) \right) + 0,004 \cdot 2 \\ &= 0,048 \end{aligned} \quad (83)$$

где $\omega_{а.нб}$ – частота отказов выключателя в статическом состоянии:

$$\omega_{в1} = \omega_{в4} = 0,048$$

Для выключателя 3 и 6 учитывается только первая составляющая:

$$\omega_{в.ст3} = \omega_{в3} + 2\omega_p = 0,01 + 2 \cdot 0,01 = 0,03$$

$$\omega_{в3} = \omega_{в6} = 0,03$$

Вероятность отказа выключателя определяется выражением:

$$q_{в} = \omega_{в} \cdot t_{в.в} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.и} \cdot t_{в.и} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп}, \quad (84)$$

Для выключателя 1,4:

$$\begin{aligned} q_{в1} &= q_{в.ст1} + \alpha_{кз1} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot q_7 + q_2 \cdot (q_{дз.} + q_{гз.}) \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = \\ &\frac{0,037 \cdot 20}{8760} + 0,004 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot \frac{0,7 \cdot 11}{8760} + \frac{0,014 \cdot 70}{8760} \cdot (1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3}) \right) \\ &+ 0,004 \cdot 2 = 0,008 \end{aligned}$$

$$q_{в1} = q_{в4} = 0,008$$

Для 3 и 6 модель выключателя:

$$q_{в.ст3} = q_{в3} + 2q_p = \frac{0,01 \cdot 11}{8760} + 2 \cdot \frac{0,01 \cdot 7}{8760} = 2,8 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{B3} = q_{B6} = 2,8 \cdot 10^{-6}$$

Эквивалентировав схему замещения получаем:

$$\begin{aligned} \omega_{1\text{экв}} &= \omega_7 + \omega_{B1} + \omega_2 + \omega_{B3} + \omega_9 + \omega_{\text{преднаиб1цепи}} = \\ &0,7 + 0,048 + 0,014 + 0,03 + 0,030 + 0,7 = 1,522, \end{aligned} \quad (85)$$

$$\begin{aligned} \omega_{\text{экв2}} &= \omega_8 + \omega_{B4} + \omega_5 + \omega_{B6} + \omega_{10} + \omega_{\text{преднаиб2цепи}} = \\ &0,7 + 0,048 + 0,014 + 0,03 + 0,030 + 0,7 = 1,522 \end{aligned} \quad (86)$$

$$\omega_{\text{экв3}} = \omega_{\text{экв1}} \cdot \omega_{\text{экв2}} = 1,522 \cdot 1,522 = 2,316 \quad (87)$$

$$\begin{aligned} q_{\text{экв1}} &= \frac{\omega_7 \cdot 11}{8760} + q_{B1} + \frac{\omega_2 \cdot 70}{8760} + q_{B3} + \frac{\omega_9 \cdot 7}{8760} = \\ &\frac{0,7 \cdot 11}{8760} + 0,008 + \frac{0,014 \cdot 70}{8760} + 2,8 \cdot 10^{-6} + \frac{0,030 \cdot 7}{8760} = 0,009 \end{aligned} \quad (88)$$

$$\begin{aligned} q_{\text{экв2}} &= \frac{\omega_8 \cdot 11}{8760} + q_{B4} + \frac{\omega_5 \cdot 70}{8760} + q_{B6} + \frac{\omega_{10} \cdot 7}{8760} = \\ &\frac{0,7 \cdot 11}{8760} + 0,008 + \frac{0,014 \cdot 70}{8760} + 2,8 \cdot 10^{-6} + \frac{0,030 \cdot 7}{8760} = 0,009 \end{aligned} \quad (89)$$

$$q_{\text{экв3}} = q_{\text{экв1}} \cdot q_{\text{экв2}} = 0,009 \cdot 0,009 = 0,81 \cdot 10^{-4} \quad (90)$$

Для резервирования замещением вероятность отказа системы будет определяться по формуле полной вероятности:

$$\begin{aligned} Q_c &= Q(S / A_1 A_2) \cdot P(A_1) \cdot P(A_2) + Q(S / \bar{A}_1 A_2) \cdot Q(A_1) \cdot P(A_2) + \\ &+ Q(S / A_1 \bar{A}_2) \cdot P(A_1) \cdot Q(A_2) + Q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) \cdot Q(A_1) \cdot Q(A_2), \end{aligned} \quad (91)$$

где $Q(S / A_1 A_2)$ – условная вероятность отказа системы при условии отсутствия отказа аппаратуры;

$Q(S / \overline{A_1}A_2)$ – то же при условии отказа в отключении поврежденного элемента;

$Q(S / A_1\overline{A_2})$ – то же при условии отказа во включении резервного элемента;

$Q(S / \overline{A_1}\overline{A_2})$ – то же при условии совпадения отказа в отключении с отказом во включении;

$P(A_1)$, $Q(A_1)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа в отключении;

$P(A_2)$, $Q(A_2)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа во включении.

Вероятность отказа в отключении выключателя составляет 0,01. Секционный выключатель осуществляет АВР секции, оставшейся без питания за счет соседней секции и ее источника. Вероятность отказа во включении составляет 0,002.

В соответствии с условиями расчета имеем:

$$P(A_1) = 1 - 2 \cdot 0,01 = 0,98;$$

$$Q(A_1) = 2 \cdot 0,01 = 0,02;$$

$$P(A_2) = 1 - 0,002 = 0,998;$$

$$Q(A_2) = 0,002;$$

$$Q(S / \overline{A_1}A_2) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием);}$$

$Q(S / A_1\overline{A_2}) = 0,5$ (так как половина потребителей теряет питание и неизвестно с какой секции присоединен данный потребитель);

$$Q(S / \overline{A_1}\overline{A_2}) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием)}$$

При отсутствии отказов коммутационной аппаратуры отказ системы происходит при совпадении отказа одной из цепи с аварийным простоем другого:

$$Q(S / A_1 A_2) = (q_{\text{эKB1}} + q_{\text{эKB2}}) \cdot 0,002 = (0,81 \cdot 10^{-4} + 0,81 \cdot 10^{-4}) \cdot 0,002 = 6,561 \cdot 10^{-6}$$

Средняя вероятность отказа системы:

$$Q_c = 6,561 \cdot 10^{-6} \cdot 0,98 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,98 \cdot 0,002 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,002 = 3,265 \cdot 10^{-6}$$

Согласно значению суммарной частоты отключений для системы с резервированием определяются по формуле:

$$\omega_c = p_c \omega_{\text{эKB1}} + q_c \omega_{\text{эKB2}} = (1 - 3,256 \cdot 10^{-6}) \cdot 1,522 + 3,256 \cdot 10^{-6} \cdot 1,522 = 0,87$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{вс}} = \frac{q_c}{\omega_c} = \frac{3,265 \cdot 10^{-6}}{0,87} \cdot 8760 = 3,28 \text{ ч} \quad (92)$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,87} = 2,26 \text{ лет.} \quad (93)$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{\text{нед}} = P \cdot p(P) \cdot T_{\text{п}}, \quad (94)$$

где P – средняя отключаемая мощность, МВт;

$p(P)$ – вероятность состояния отказа;

T_{II} – время простоя, определяемое временем восстановления.

$$W_{\text{нед}} = 4,0 \cdot 10^3 \cdot 3,265 \cdot 10^{-6} \cdot 9,14 = 18,01 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Общая величина ущерба:

$$U = W_{\text{нед}} \cdot U_0, \quad (94)$$

где U_0 - средняя величина удельного основного ущерба [15];

$W_{\text{нед}}$ - количества недоотпущенной электроэнергии.

Общая величина ущерба для первого варианта:

$$U = 18100 \cdot 1,5 = 27,15 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

Для оценки надежности сети с использованием принципов построения активно-адаптивной сети расчет не меняется, изменение будет в показателях только надежности элементов сети, они являются ниже по сравнению с классическим принципом. Для второго варианта расчет будет аналогичный, результаты расчета сведем в таблицу 29.

Таблица 29 – Показатели надежности для второго варианта

Параметр	q_c	ω_c	T_c , год	T_p , год	T_{BC} , ч
Значения (норм. режим)	$3,101 \cdot 10^{-6}$	0,483	2,34	3,632	5,56
Значения (рем. режим)	$4,215 \cdot 10^{-4}$	0,645	2,01	2,19	9,61

Общая величина ущерба для второго варианта:

$$U = 16360 \cdot 1,5 = 24,54 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

В результате рассчитанного ущерба от перерыва электроснабжения можно сделать вывод, что второй вариант с использованием принципов

построения активно-адаптивной сети обуславливает экономическую эффективность и целесообразность проектируемой системы электроснабжения подстанции Петровская.

4 ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВАРИАНТОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4.1 Потери электроэнергии в проектируемой сети

4.1.1 Технические потери электроэнергии

Величина потерь электроэнергии при её передаче и распределении и тенденции ее изменения является одним из важнейших показателей технико-экономического состояния электрических сетей и уровня их эксплуатации, энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии, и должна учитываться при проектировании.

При развитии сети 110-35 кВ Находкинского района на основе классических принципов проектирования, расчет, проведенный в программе RastrWin, показал, что общие потери мощности при её передаче по рассматриваемой сети составляют 6,747 МВт. Анализ структуры потерь при передаче электроэнергии в нормальном режиме приведен в таблице 28. На напряжении 35-110 кВ условно- постоянные потери составляют 5,1%, нагрузочные потери- 94,9%, причем на потери в трансформаторах приходится 8,8%, на потери в линиях- 86,1%. На напряжении 220 кВ условно- постоянные потери составляют 10,3%, нагрузочные потери- 89,7%, причем на потери в трансформаторах приходится 20,1%, на потери в линиях- 69,6%.

Таблица 32 - Анализ структуры потерь при передаче электроэнергии в сети, проектируемой на основе классических принципов (в нормальном режиме).

Потери э/э	35-110 кВ		Всего	
	МВт	%	МВт	%
1. Условно-постоянные (потери х/х трансф.)	0,253	5,1	0,437	6,5
2. Нагрузочные	4,714		6,311	
2.1. Потери в ЛЭП	4,278	86,1	5,517	81,8
2.2. Потери в трансформаторах	0,436	8,8	0,794	11,7
Итого:	4,966	100	6,747	100

Эффективность передачи мощности в рассматриваемой сети можно оценить по выражению:

$$\eta = \frac{\Delta P}{P_{нагр}} \cdot 100\% = \frac{6,747}{117,2} \cdot 100\% = 5,8\% \quad (96)$$

Таким образом, с учётом проектируемой сети в нормальном режиме потери активной мощности на рассматриваемом участке сети составляют 5,8 % от потребляемой мощности, что подтверждает правильность принятых проектных решений.

При развитии сети 110-35 кВ Находкинского района с использованием принципов построения активно-адаптивной сети общие потери мощности при её передаче по рассматриваемой сети составляют 5,094 МВт. Анализ структуры потерь при передаче электроэнергии в нормальном режиме приведен в таблице 15. На напряжении 35-110 кВ условно- постоянные потери составляют 6,2%, нагрузочные потери- 93,8%, причем на потери в трансформаторах приходится 10,1%, на потери в линиях- 83,7%.

Таблица 33 - Анализ структуры потерь при передаче электроэнергии в проектируемой сети с использованием принципов построения активно-адаптивной сети (в нормальном режиме).

Потери э/э	35-110кВ		Всего	
	МВт	%	МВт	%
1. Условно-постоянные (потери х/х трансф.)	0,260	6,2	0,401	7,9
2. Нагрузочные	3,940		4,693	
2.1. Потери в ЛЭП	3,514	83,7	4,073	79,9
2.2. Потери в трансформаторах	0,426	10,1	0,620	12,2
Итого:	4,200	100	5,094	100

Эффективность передачи мощности в рассматриваемой сети можно оценить по выражению:

$$\eta = \frac{\Delta P}{P_{нагр}} \cdot 100\% = \frac{5,094}{117,2} \cdot 100\% = 4,35\%$$

Таким образом, с учётом проектируемой сети в нормальном режиме потери активной мощности на рассматриваемом участке сети составляют 4,35 % от потребляемой мощности, что подтверждает правильность принятых проектных решений.

4.1.2 Метрологические потери электроэнергии

При проектировании необходимо учитывать и внедрение информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), который нужно рассматривать с точки зрения одного из элементов создания базиса под Smart Grid.

Таблица 34 – Структура коммерческого и технического учета электроэнергии в Находкинском районе.

Количество точек учета электроэнергии	Всего	Модернизированные (в составе АИИС КУЭ)	% модернизации учета электроэнергии	Не модернизированные (не в составе АИИС КУЭ)
Коммерческий учет в сети 0,4 кВ всего, в т.ч.	153	146	95,4	7
- юридические лица	8	8	0	0
- физические лица	145	138	95,2	7
Коммерческий учет в сети 110/35/10/6	32		0	32
Технический учет ПС, ТП	89	20	22,5	69
Итого	274	166	60,6	108

На данном этапе модернизация учета электроэнергии по Находкинскому району составляет 60,6% (таблица 30). По г. Находка модернизированы и включены в АИСС КУЭ все приборы учета. По ближайшим районам эта работа выполнена частично, необходима модернизация еще 6-ти приборов учета. На ПС 110/35/10 Находкинского РЭС необходимо провести модернизацию всего парка приборов учета с установкой оборудования автоматизации для дистанционной передачи данных, что обеспечит снижение коммерческих потерь электрической энергии, так как приборы учета устанавливаются непосредственно на проводах ввода в здание в месте

ответвления ввода от магистральных проводов ВЛ 0,4 кВ (данная установка исключает возможность хищения электрической энергии путем подключения токоприемников до прибора учета электрической энергии), позволит оперативно получать достоверную информацию о расходе электрической энергии в определенный промежуток времени, точно определять балансы электрической энергии как на ПС, так и по отходящим линиям и фидерам. Эффект от частичной модернизации приборов учета в распределительных сетях Находкинского района отражен в таблице 17. Коммерческие потери в 2020 году снизились по сравнению с 2019 годом на 382 тыс. кВт.ч, и составили 4,74 % от отпуска в сеть.

Таблица 35 – Анализ потерь электроэнергии в распределительной сети 10 (6)/0,4 кВ без учета прямых фидеров.

Показатели	2019 г.	2020 г.
1. Отпуск в сеть, тыс.кВт.час	2656	2360
2. Полезный отпуск, тыс.кВт.час	2004	2083
3. Потери всего, тыс.кВт.час	652	276
4. Потери всего,%	24,55	11,72
5. Технические потери, тыс.кВт.час	158	165
6.Технические потери,%	5,96	6,97
7.Коммерческие потери, тыс.кВт.час	494	112
8. Коммерческие потери,%	18,59	4,74

Для завершения всего объема работ по внедрению АИСС КУЭ на подстанциях необходима установка трехфазных приборов учета прямого включения ЦЭ 685 ОМ 0,5 S/1 220D-5-110 А; трехфазных приборов учета косвенного включения СЕ 304 S 32 604- JAAQ 2 НУ; трехфазных приборов учета полукосвенного включения СЕ 303 S 31 543- JAVZ; трехфазных приборов учета косвенного включения СЕ 303 S 31 503- JAVZ, общей. Помимо этого, у потребителей электроэнергии необходима установка трехфазного прибора учета прямого включения РИМ 614.01, однофазных приборов учета косвенного включения РИМ 114.01 в количестве 6-ти штук, маршрутизатора каналов

связи МКС РИМ 099.02 общей стоимостью 120,0 тыс. руб. Это позволит снизить коммерческие потери электроэнергии на сумму 179,6 тыс. руб. в год.

4.2 Выводы

Проведенное моделирование режимов работы Находкинского района Приморского края показало, что применение в ней активно адаптивных элементов способно гибко менять характеристики энергосистемы тем самым, оптимизировать режимы сети сразу по нескольким критериям: пропускной способности, уровню технологических потерь, устойчивости, перераспределению потоков мощности, качеству электроэнергии.

С точки зрения надежности вариант развития сети с применением принципов активно-адаптивного построения сети является наиболее предпочтительным.

5 СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Расчет экономической эффективности проекта заключается в оценке экономической эффективности проекта за расчетный период времени.

Расчетный период времени – это срок реализации проекта, этот срок выбирается в зависимости от нормативного срока эксплуатации наибольшей по весу стоимости объекта основных фондов, используемых в проекте. Так как наибольший вес в проекте – это оборудования подстанций, а их нормативный срок эксплуатации 20 лет, то расчетный период равен 20 годам.

Для того чтобы рассчитать эффективность проекта необходимо оценить выручку от реализации проекта. Выручка от реализации должна компенсировать все затраты в течении расчетного периода, имеющегося в проекте. Ранее были рассчитаны себестоимости передачи $I_{\Sigma} - I_{\Delta}$ и потерь электроэнергии $I_{\Delta\varepsilon}$.

Проводился расчет технических потерь, для этого случая будет соблюдено равенство: себестоимость потерь 1 кВт·ч будет равна тарифу на потери 1 кВт·ч.

Согласно постановлению Правительства РФ на потребительских рынках электрической энергии и тепловой энергии применяются следующие виды регулируемых цен и тарифов.

- 1) Устанавливаемые Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (например, в РФ это ФСТ);
- 2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической мощности;
- 3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 26 февраля 2004 г. В расчетах регулируемых тарифов на оптовом и потребительском рынках электроэнергии могут применяться следующие методы ценообразования:

- 1) метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- 2) метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала;
- 3) метод индексации тарифов.

При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Необходимая валовая выручка на период регулирования, для покрытия обоснованных расходов на производство регулируемого вида деятельности, с учетом корректировки по избытку средств и возмещению недостатка средств.

В необходимую валовую выручку включаются следующие расходы:

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции, включают следующие составляющие расходов:

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырьё и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы, связанные с производством и реализацией продукции, определяются ФСТ.

Расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;

- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в установленные (складочные) капиталы организаций;
- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

В необходимую валовую выручку включается сумма налога на прибыль организаций.

В отдельную группу выделяются расходы на оплату услуг организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Расходы на оплату указанных услуг определяются на основе тарифов, установленных регулирующими органами, и объема оказываемых в расчетном периоде регулирования услуг.

Экономически обоснованный средний одноставочный тариф продажи электрической энергии, поставляемый на региональный рынок от ПЭ, рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{ср}} = \frac{НВВ^{\text{э}}}{\text{Э}_{\text{отп}}}, \text{руб/тыс.кВт}\cdot\text{ч}, \quad (97)$$

где $НВВ^{\text{э}}$ – необходимая валовая выручка на производство электроэнергии;
 $\text{Э}_{\text{отп}}$ – отпуск электроэнергии в сеть от ПЭ.

Расчет выручки от реализации продукции в год, рассчитывается следующим образом:

$$O_{\text{pt}} = I_{\Sigma t} + K_{\text{обт}} + K_{\text{проц}}, \text{тыс.руб.}, \quad (98)$$

где $I_{\Sigma t}$ – полная себестоимость электроэнергии, которая была рассчитана для момента времени после завершения строительства и возврата денежных средств;

$K_{\text{проц}}$ – проценты инвестируемому в проект капиталу по ставке рефинансирования, принятый 10%;

$K_{обт}$ – оборотный капитал, содержащий запасы, дебиторскую и кредиторскую задолженность, определяемый по формуле:

$$K_{обт} = 0,02 \cdot K_t + 0,1 \cdot I_{\Sigma t} + 0,02 \cdot 0,3 \cdot K_t \text{ тыс. руб.} \quad (99)$$

$$K_{обт} = 0,02 \cdot 164600 + 0,1 \cdot 24235,94 + 0,02 \cdot 0,3 \cdot 164600 = 6703 \text{ тыс. руб.}$$

$$O_{pt} = 24235,94 + 6703 + 57800 = 88740 \text{ тыс.руб.}$$

Балансовая прибыль:

$$ПБ_t = O_{pt} - I_{\Sigma t}; \quad (100)$$

$$ПБ_t = 88740 - 24235,94 = 64500 \text{ тыс. руб.}$$

Налог на прибыль:

$$H_t = ПБ_t \cdot \alpha, \quad (101)$$

где α – налог на прибыль, равный 0,24.

$$H_t = 64500 \cdot 0,24 = 15480 \text{ тыс. руб.}$$

Чистая прибыль:

$$\Pi_{ч} = ПБ_t - H_t + I_{амт}; \quad (102)$$

$$\Pi_{ч} = 64500 - 15480 + 1229,45 = 81210 \text{ тыс. руб.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе выполнено проектирование развития электрической сети 35-110 кВ Находкинского района Приморского края с использованием принципов построения активно-адаптивной сети, в сопоставлении с ее развитием на основе классических принципов.

Для реализации поставленной цели в рамках данной работы были классифицированы основные предпосылки и общие принципы развития энергетики на платформе Smart Grid, наглядно демонстрирующие ее неоспоримые преимущества перед экстенсивной концепцией развития. На основе проведенной классификации, на примере электросетевого предприятия - филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» был выполнен анализ, позволивший сделать заключение о целесообразности и возможности его перспективного развития в инновационном направлении, как с организационно-технических, так и с экономических позиций.

По электрической сети 35-110 кВ Находкинского района Приморского края проведен структурный анализ сети, разработаны два технически осуществимых варианта развития сети - на основе классических принципов. Проведен анализ установившихся режимов для каждого варианта. Технико-экономическое сопоставление вариантов показало, что первый вариант является наиболее предпочтительным.

Далее был выполнен выбор оборудования, определены потери и надежность выбранного варианта с применением принципов построения активно-адаптивной сети и на основе классических принципов проектирования

Однако, концепция интеллектуальной энергетики не может быть реализована в рамках отдельно взятого электросетевого предприятия или даже региональной энергосистемы, это задача, имеющая государственные масштабы. Сегодня уже не вызывает сомнения, что Smart Grid получит развитие в

российской энергетике. Но, следует отметить, что в подходах к концепции Smart Grid в России и зарубежных странах имеются отличия, прежде всего объяснимые разным историческим развитием энергосистем, когда Российская энергосистема, получив в самом начале становления позитивный зарубежный опыт, развивалась, в отличие от западных, как единая централизованная система. Безусловно, нельзя не учитывать и значительную протяженность электрических сетей, серьезный «технологический разрыв» между Россией и странами Запада, который оценивается как минимум в 10-15 лет, высокую степень износа основного парка оборудования.

Учитывая эти и иные особенности Российской энергетики, а так же то обстоятельство, что переход к столь инновационной технологии предъявляет очень серьезные требования как к технической модернизации основных элементов инфраструктуры, так и к изменению правил работы всего рынка, задача перехода к технологиям Smart Grid должна стать долговременной стратегией, инициируемой и поддерживаемой на уровне государства.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Волкова И.О., Сальникова Е.А. Переход к интеллектуальной энергетике в России: научные и институциональные аспекты. / И.О. Волкова, Е.А. Сальникова // Экономика и управление – 2015 - № 5.- с.77-82.
- 2 Воропай Н.И. SMARTGRID: Мифы, реальность, перспективы /Н.И. Воропай // Энергетическая политика.-2014.-№ 2.-с.9-15.
- 3 Глушко С.П., Пикин С.Т. Технологическая концепция Smart Grid — облик электроэнергетики будущего / С.П. Глушко, С.Т. Пикин // Энергорынок, 2009, № 11, с. 68-72.
- 4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т. 3 / В.Г. Герасимов, П.Г. Грудинский и др. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 964 с.
- 5 Мясоедов, Ю. В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с.
- 6 Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции : учеб. пособие / Ю. Д. Балаков -М. : : Изд-во директ-медиа, 2014. – 414 с.
- 7 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Издательство АмГУ, 2012. – 238 с.
- 8 Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях/ Отв. ред. Н. И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2008. - 228 с.
- 9 Савина Н.В. Теория надёжности в электроэнергетике. Учебное пособие.- Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.- 213с.
- 10 Савина, Н. В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях / Н. В. Савина. – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.

11 Савина, Н. В. Системный анализ потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях в условиях неопределенности : автореф. диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Н. В. Савина. – Иркутск, 2010. – 50 с.

12 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.

13 Савина Н.В. «Теория надежности в электроэнергетике» [Текст]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с..

14 Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

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

16 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 184 с.

17 РД 153–34.0–20.527–09. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001.

18 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013.- 106 с.

19 Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть — новое качество ЕЭС России / В.В. Дорофеев, А.А. Макаров // Энергоэксперт, 2009, № 4, с. 28-34.

- 20 Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии : руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. – 456 с.
- 21 Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid / Б.Б. Кобец // М.: ИАЦ Энергия, 2010, 208 с.
- 22 Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения. / В.Д. Маньков // Справочное пособие.- СПб.: НОУ ДПО «УМИТЦ» «ЭлектроСервис», 2010.-664 с.
- 23 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учебное пособие.- Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.- 256 с. (Серия «Учебники НГТУ»)
- 24 Тарасов В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем [Текст]: моногр./ В.И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский.- Новосибирск: Наука, 2002.- 344 с.
- 25 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 465 с.
- 26 Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л. Технологическая платформа Smart Grid / Ю.Г. Шакарян // Энергоэксперт, 2009, № 4, с. 42-49.
- 27 Шелухина Т.И. Расчеты нормальных и предельных по мощности установившихся режимов сложных энергосистем: учеб. пособие/ Т.И. Шелухина.- М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2005.- 52 с.
- 28 Электротехнический справочник: в 4 т./ Под общ. ред. В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, Н.Ф. Ильинского, Гл. ред. А.И. Попов. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии: справочное издание.- 9-е изд., стер.- М.: Издательство «МЭИ», 2004.- 964 с.

29 Электроэнергетика России 2030: Целевое видение / Под общ. ред. Б.Ф. Вайнзихера. – М.: Альпина Бизнес Бук, 2008.-360 с.

30 Руководящий документ «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». М.: НЦ ЭНАС., 2013

31 Электроэнергетические системы и сети: учеб.- метод. комплекс для спец. 140203, 140204, 140205/ АмГУ, Эн.ф.; сост. Н.В. Савина.- Благовещенск.: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012.- 242 с.

32 Amin S.M., Wollenberg B.F. Toward a Smart Grid: power delivery for the 21st century // IEEE Power and Energy Magazine, 2005, Vol. 3, No. 5, p. 34-41.

33 Apostolov A. Are we ready for the 21st century?- PAC, September 2010.

34 ChuandA., McGranaghan M. Function of a local controller to coordinate distributed resources in a Smart Grid // IEEE PES General Meeting, Pittsburg, USA, July 20-24, 2004, 6 p.

35 Electric power research institute [Электронный ресурс].URL: <http://www.epri.com> / (дата обращения 23.01.2014).

36 European Smart Grids technology platform: Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future. European Commission, 2006, 38 p.

37 Janssen M.C. The Smart Grid Drivers.- PAC, June 2010, p. 77.

38 Jiang Zhenhua, Li Fangxing, Qiao Wei, Sun Hongbin e.a. A vision of Smart Transmission Grids // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, July 26-30, 2009, 10 p.

39 Mato X., Mallet S., Coste Th., Grenard S. Distribution automation: The cornerstone for Smart Grid development strategy // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, July 26-30, 2009, 6 p.

40 McDonald J. Adaptive intelligent power systems: Active distribution networks // Energy Policy, 2008, Vol. 36, p. 4346-4351.

41 Shahidehpour M. Smart Grid: A new paradigm for power delivery // IEEE Bucharest Power Tech., Bucharest, Romania, June 28 - July 2, 2009, 7 p.

42 Simard G., Chartrand D., Christophe P. Distribution automation: Applications to move from today's distribution system to tomorrow's Smartgrid // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, My 26-30, 2009, 5 p.

43 Venayagamoorthy G.K. Potentials and promises of computational intelligence for Smart Grids // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, July 26-30, 2009, 6 p.

44 Xcel Energy Smart Grid: A White Paper/ Minneapolis, MN: Xcel Energy, 2008 [Электронный ресурс]. URL:<http://birdcam.xcelenergy.com/> (дата обращения 14.02.2014)

45 Xue Yusheng. Some viewpoints and experiences on Wide Area Measurement Systems and Wide Area Control Systems // IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, USA, July 20-24, 2008, 6 p.