

**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 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы  
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Инновационное развитие электрических сетей напряжением 110-220 кВ Приморского края для электроснабжения объектов территории опережающего развития Большой камень

Исполнитель

студент группы 042-ом

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.В. Щербина

Руководитель

канд.техн.наук, профессор

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель

научного содержания

программы магистратуры

докт.техн.наук, профессор

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

канд.техн.наук, доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Рецензент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Щербина Дениса Валентиновича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Инновационное развитие электрических сетей напряжением 110-220 кВ Приморского края для электроснабжения объектов территории опережающего развития Большой камень

(утверждено приказом от 07.02.2022 № 228-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: контрольные замеры, электрические схемы, схемы потокораспределения, материалы преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработки вопросов): структурный анализ сети, проработка использования инновационного отечественного оборудования, разработка вариантов подключения проектируемой ПС, анализ пропускной способности кабельных линий, анализ экономической эффективности

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) приложение А- расчёт режимов в табличном виде, три листа графической части

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

7. Дата выдачи задания 15.03.2022.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, декан энергетического факультета, канд. техн. наук, профессор

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

Задание принял к исполнению (дата): 15.03.2022

## РЕФЕРАТ

Диссертация содержит 122с, 30 рисунков, 50 таблиц, 51 источник, 1 приложение.

ТЕРРИТОРИЯ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО РАЗВИТИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО С ЭЛЕГАЗОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ, ПОДСТАНЦИЯ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТРАНСФОРМАТОР, РАСЧЁТ РЕЖИМА, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ИЗДЕРЖКИ, ОПТИМАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ.

В диссертации проведены исследования для определения способа подключения ПС Раффлс, которая предназначена для электроснабжения одной из площадок ТОР Большой камень.

Цель диссертации – разработка оптимальной схемы подключения электрических нагрузок ТОР Большой камень к электрическим сетям Приморского края.

Основной методологии работы является вариантный метод.

В проекте предложены три варианта подключения ПС Раффлс, с учётом первой категории подключаемых потребителей. Для отобранных двух вариантов выполнены расчёты установившихся режимов. Проведён выбор и сравнительный анализ инновационного оборудования. Описаны особенности подстанций нового поколения. На основании технико-экономического сравнения выбран оптимальный вариант развития сети и оптимальная конструкция ПС.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АДТН – аварийно-допустимая токовая нагрузка;
- АРМ - автоматизированное рабочее место;
- АСУ ТП - Автоматизированная система управления технологическими процессами;
- АТЭЦ - Артемовская теплоэлектроцентраль;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН - высокое напряжение;
- ИТС – индекс технического состояния;
- КЗ - короткое замыкание;
- КРУ - комплектное распределительное устройство;
- КРУЭ - комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МиРЭК – программа модернизации и реконструкция электросетевого комплекса;
- НН - низкое напряжение;
- ОРУ - открытое распределительное устройство;
- ПаГРЭС - Партизанская государственная районная электростанция;
- ПС – подстанция;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- ТОР – территория опережающего развития;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- ЧДД - чистый дисконтированный доход;
- ЭЭС - электроэнергетическая система.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1. Анализ существующей сети в районе города Большой камень.....	9
1.1 Климатогеографическая характеристика .....	9
1.2 Характеристика существующей электрической сети.....	10
1.3 Инновационное оборудование для подключения проектируемой ПС Раффлс .....	34
1.4. Выводы.....	54
2. Описание подключаемой ПС Раффлс .....	55
2.1. Характеристика подключаемого объекта .....	55
2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок.....	57
2.3 Разработка вариантов подключения объекта .....	59
2.4 Определение параметров предлагаемых вариантов .....	65
2.5. Выводы.....	71
3. Расчёты режимов и пропускной способности кабеля .....	72
3.1. Расчёты установившихся режимов .....	72
3.2. Анализ пропускной способности выбранных кабельных участков ....	92
3.3. Уточнение технических параметров предлагаемых вариантов .....	98
3.4. Выводы.....	99
4. Оценка инвестиционной привлекательности строительства ПС Раффлс.	100
4.1 Расчет капиталовложений .....	100
4.2 Расчет эксплуатационных издержек .....	103
4.3 Расчёт показателей экономической эффективности .....	104
Заключение .....	115
Библиографический список .....	117
Приложение А .....	123

## ВВЕДЕНИЕ

В 2014 году Правительство РФ приняло Закон «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации». В соответствии с нормативным актом, под такой территорией понимается отдельная часть субъекта РФ, представляющая административно-территориальное образование закрытого типа, на котором установлен особый правовой режим, регулирующий производственную и предпринимательскую деятельность. Такие территории создаются для обеспечения благоприятных условий, привлечения инвестиций, что позволит ускорить процесс развития экономики и создаст благоприятные условия для обеспечения населения.

На территории Приморского края намечены планы по развитию электрических сетей филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети. В связи с подключением объектов ТОР «Большой камень».

ТОР Большой Камень - часть территории Приморского края, где установлен особый правовой режим с целью осуществления предпринимательской и иных видов деятельности. Такая форма организации необходима для создания благоприятных условий для привлечения инвестиционного капитала, что в результате приведет к быстрому развитию социально-экономической сферы жизни общества.

28.01.2016 Председатель Правительства РФ Дмитрий Медведев подписал Постановление о создании территории опережающего социально-экономического развития «Большой Камень» в Приморском крае № 43.

Постановлением Правительства РФ от 28.01.2016 № 43 перечень видов экономической деятельности, состоящий из 53 пунктов, при осуществлении которых действует особый правовой режим, который регламентирует предпринимательскую деятельность на территории «Большого Камня», относящейся к группе объектов опережающего социально-экономического развития [ПП 43]:

«ТОР «Большой Камень» в Приморском крае позволит повысить эффект от развития судостроения на базе комплекса «Звезда».

Завод «Звезда» является передовым дальневосточным предприятием, которое занимается ремонтом подводных лодок. Особенность их работы заключается в специализации по переоборудованию кораблей, работающих на атомной энергии, в них устанавливаются оборудование ДВЗ «Звезда». Также строится крупнейшая в России судовой верфь – «Звезда-DSME», способная выпускать суда с дедвейтом до 300 тысяч тонн.

На момент написания ВКР ТОР Большой камень включает в себя 25 резидентов, 393,92 млрд. руб. инвестиций и 17 тысяч рабочих мест.

**Объект исследования** - электрические сети 110-220 кВ Приморского края, к которым предполагается подключение новой ПС, обеспечивающей электрической энергией объекты площадки ТОР Большой камень.

**Предмет исследования** – подключаемая подстанция Рафлс.

**Целью** магистерской диссертации является проектирование развития электрической сети 110-220 кВ Приморского края для определения - оптимального способа подключения объектов ТОР Большой камень.

В диссертации, решены следующие задачи:

- описание климатогеографической характеристики района проектирования;
- структурный анализ электрической сети района проектирования;
- анализ загрузки оборудования и коэффициентов мощности ВЛ;
- разработка вариантов подключения проектируемой подстанции к электрической сети;
- выбор силовых трансформаторов, компенсирующих устройств и сечения проводников для всех предложенных вариантов;
- разработка однолинейной схемы для каждого варианта электрической сети;
- проверка необходимости реконструкции существующей сети после подключения проектируемой подстанции;

- расчёты электрических режимов для технически реализуемых вариантов электрической сети;
- выбор оптимального варианта развития электрической сети;
- сравнительный анализ инновационного оборудования для проектируемой подстанции;
- сравнительный анализ вариантов исполнения проектируемой ЛЭП.

**Научная новизна** работы заключается в разработке оптимальной схемы подключения ПС Раффлс с использованием инновационного оборудования только российского производства.

**Практическая значимость** обосновывается тем, что ПС Раффлс действительно планируется к вводу в работу и применение предложенных наработок возможно при реальном проектировании.

За период обучения опубликовано 2 печатные работы в рецензируемых журналах, входящих в РИНЦ.

За время обучения принял участие в XXX научной конференции Амурского государственного университета «День науки» на секции Современные аспекты энергетики.

**Ожидаемые результаты исследования** – определение способа подключения проектируемой ПС Раффлс к электрическим сетям Приморского края с использованием инновационного оборудования, обеспечивающий повышение надёжности и качества электроснабжения всего района проектирования.

В ходе выполнения диссертации, использовались программы MS Word 2016, MS Visio 2016, Mathcad 14.0, MS Excel 2010 и «Rastrwin 3».

# 1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ В РАЙОНЕ ГОРОДА БОЛЬШОЙ КАМЕНЬ

## 1.1 Климатогеографическая характеристика

На юге Приморского края преобладает умеренный климат, что роднит эту территорию с климатическими условиями нескольких стран Азиатско-Тихоокеанского региона. В зимние месяцы часто наблюдаются оттепели, а акватория вовсе является незамерзающей. Флора и фауна достаточно богаты и разнообразны. Имеется большое количество месторождений природных ископаемых: золото, цветные и редкие металлы, бурый и каменный уголь.

Приоритетными функциями этого района станут представительские, транспортно-логистические, инновационно-образовательные и туристические.

При проектировании необходимо знать условия окружающей среды, в которых будет разрабатываться, и эксплуатироваться сеть.

Климатические условия юга Приморского края во многом определяются его географическим положением - на стыке Евразии и Тихого океана.

Показатели средней температуры в зимний период  $-17^{\circ}\text{C}$ ,

Показатели средней температуры в летний период  $+17,7^{\circ}\text{C}$ ,

Показатели минимума температуры в зимний период (январь)  $-40^{\circ}\text{C}$ ,

Показатели максимума температуры в летний период (июль)  $+28^{\circ}\text{C}$ ,

Показатели скорости ветра варьируются от 5 м/сек до 10 м/сек, что является существенной величиной ветровой нагрузки. Наибольшая величина нормативного напора ветра 650 Па. По классификации климатических карт район по ветру – IV. Направление ветра с перечисленными показателями северо- западное.

Общее годовое количество осадков 600-900 мм, большая их часть выпадает летом.

Мощность снежного покрова невелика и составляет 18-20 см. Наибольшая мощность снежного покрова - в горных районах, где она достигает 85-100 см.

Район по гололеду – IV. Температура при образовании гололеда минус 10°С.

Почвы в районе расположения буротаежные, болотистые. Глубина промерзания 1,85 м. Первый слой почвы занимают суглинки маловлажные (1,5 м), второй слой – пески (до 7 м)

Сейсмичность района – 6 баллов, количество грозových часов: 10 – 20.

Данная местность относится к районам с умеренной пляской проводов.

## **1.2 Характеристика существующей электрической сети.**

В структуре потребителей электроэнергии в Приморском крае выделяются производственные потребители в сфере добычи полезных ископаемых, а также в сфере обрабатывающего производства и транспортировки энергоресурсов (электроэнергии, газа и пара). Коммунально-бытовой сектор представлен нагрузкой кондиционирования воздуха, системами электрообогрева, водоснабжения, водоотведения с общей долей в структуре потребления 31%. Бытовой сектор, включающий нагрузку прочих потребителей и населения составляет 32%. Эффективность транспорта электроэнергии по доле потерь электроэнергии по всем уровням напряжения – 12% [46].

Участки энергосистемы Приморского края согласно критериям разделения Приморского РДУ:

1 – участок энергосистемы Приморского края, находящаяся к югу от Приморской ГРЭС;

2 - участок энергосистемы Приморского края, включающий в себя связь станции Артемовской ТЭЦ и подстанций ПС 220 кВ Уссурийск-2 и ПС 110 кВ ХФЗ;

3 - участок энергосистемы Приморского края, включающий в себя связь станций Артемовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС;

4 – отдельный участок энергосистемы в границах города Владивосток.

Рассматриваемый участок сети расположен в Приморском крае России, в 20 км к востоку от Владивостока на противоположном берегу Уссурийского залива Японского моря в районе г. Большой Камень. Данный район относится к энергорайону № 3.

Для обеспечения генерирующей мощности всех приведённых районов используются как местные электрические станции, расположенные на юге Приморского края. К ним относим группу теплоэлектроцентралей: Артемовская, Владивостокская, Восточная, Центральная, Океанариум. А также как основной источник энергии гидрорециркуляционную электростанцию в городе Партизанске. Кроме этого, применяются перетоки мощности от Приморской ГРЭС и из ОЭС Востока.

Установленные границы возможных мощностей электростанций Приморского края в соотношении с максимальных количеством потребителей превышает данный уровень. Но фактически энергосистемы не выдают максимум располагаемых ими мощностей и количество потребления преобладает над вырабатываемой электроэнергией [44].

Ближайшими источниками питания являются – Артемовская ТЭЦ, Партизанская ГРЭС, ПС 500 кВ Владивосток и ПС 500 кВ Лозовая.

Перечень электростанций Приморского края, с указанием установленной мощности представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень электростанций Приморского края

Наименование электростанции	Собственник	Установленная мощность, МВт
Артемовская ТЭЦ	АО «ДГК»	400
Партизанская ГРЭС	АО «ДГК»	199,744
Владивостокская ТЭЦ-2	АО «ДГК»	497
Приморская ГРЭС	СУЭК	1497
ТЭЦ Восточная	АО «ДГК»	139,5

По своей мощности Партизанской ГРЭС значительно уступает многим, она составляет 199,744 МВт. Её преимущества в том, что она вырабатывает не только электроэнергию, но и тепло, установленная мощность которого составляет 160 Гкал/час, на основе этого население г. Партизанска обеспечивается теплом. Данная ГРЭС относится к группе паротурбинных тепловых электростанций. Таким образом, работу осуществляет паротурбинная установка, такая система достаточно мощная и сложная. Оборудование ГРЭС запроектировано на использование определенного вида топлива: бурого угля, каменного угля марок К, СС, Г. Конструктивная схема — с поперечными связями по основным потокам воды и пара.

Партизанская ГРЭС оснащена следующим оборудованием: турбоагрегат № 1 мощностью 98,68 МВт с турбиной Т-80/97-90 и генератором ТВФ-120-2УЗ, турбоагрегат № 2 мощностью 101,064 МВт с турбиной К-82/100-90 и генератором ТВФ-110-2М. Все турбоагрегаты обеспечиваются паром при помощи работы пяти котлов типа ТП-170-1. Водоснабжение осуществляется на оборотной основе: на ручье Лозовый ключ установлено водохранилище-охладитель, используемого в зависимости от сезона, над ним брызгательное устройство, состоящее из двух секций и канал для сброса воды через который можно обеспечить охлаждение для 100 МВт.

Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытых распределительных устройств (ОРУ) напряжением 110 и 35 кВ.

Таким образом, Партизанская ГРЭС, исходя из своей мощности, обеспечивается электроэнергией близлежащие города Партизанск, Находку, Партизанский, Лазовский и Ольгинский районы. А также основной источник теплоснабжения для Партизанска и поселка Лозовый. Кроме жизнедеятельности населения и обеспечения свыше 300 тысяч бытовых потребителей, станция активно поставляет электроэнергию на объекты инфраструктуры: железную дорогу на линии Смоляниново-Мыс Астафьева, порты и заводы Находки

Партизанская ГРЭС выдаёт электрическую мощность на напряжениях 110, 35 кВ по следующим ЛЭП:

ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ХФЗ № 1 и № 2;

ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — Екатериновка;

ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — Находка-тяговая;

ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — Южная;

ВЛ 35 кВ Партизанская ГРЭС — Партизан, 2 цепи;

ВЛ 35 кВ Партизанская ГРЭС — Шторм.

РУ – 110 кВ и РУ – 35 кВ выполнено по схеме – две рабочие секции шин.

В непосредственной близости от станции располагается переключательный пункт 220 кВ Партизанск, на котором установлено два АТ 220/110, и который обеспечивает выдачу мощности станции в сеть 220 кВ.

Перспектива расширения Партизанской ГРЭС состоит в сооружении двух энергоблоков 2х140 МВт на суммарную величину мощности в 280 МВт. Планируемый вид топлива представлен углем. Ожидаемая дата ввода мощности в 280 МВт – 2026 год при краткосрочном планировании. Ввод новых мощностей генерации принимается для обеспечения нагрузки тяговых потребителей Восточного полигона ОАО «РЖД» [27].

Артёмовская ТЭЦ по своему типу оборудования схожа с партизанской электростанцией, также комбинированно вырабатывает электричество и тепло. Но её электрическая мощность в два раза выше, составляет 400 МВт, тепловая мощность – 300 Гкал/час. Станция обеспечивает теплом и горячей водой всех потребителей, подключенных к АТЭЦ. Тепловая система устроена на основе поперечных связей по двум потокам: воды и пара.

Проектное топливо – каменный уголь из Ургальского и Тугнуйского месторождений. Оборудование станции: 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт (8 котлов типа БКЗ-220-100ф) [27].

Артёмовская ТЭЦ выдаёт мощность в энергосистему Приморского края на напряжениях 220, 110, 35 кВ по следующим ЛЭП:

КВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ —Аэропорт;  
ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — Владивостокская ТЭЦ-2;  
ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ —Береговая-2;  
ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ —Уссурийск-1;  
ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ —Смоляниново/т;  
ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — Муравейка;  
ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — Шахта-7;  
ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — Промузел;  
ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — Западная — Кролевцы — Штыково  
№1;  
ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — Западная — Кролевцы — Штыково  
№02;  
ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — Шахтовая;  
ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — Птицефабрика;  
ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — Мебельная фабрика;  
ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — Шкотово;  
ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — Суражевка.

РУ – 220 кВ выполнено по схеме – две рабочие с обходной секции шин. РУ – 110 кВ и РУ – 35 кВ выполнено по схеме – две рабочие секции шин. Установленная мощность станции 400 МВт.

Владивостокская ТЭЦ-2 это тепловая электростанция находящаяся в г. Владивостоке и имеющая установленную электрическую мощность 497 МВт, а тепловую 1051 Гкал/час. Станция введена в работу в 1984 году. На ней установлены 14 котлоагрегатов, 10 из которых используются в качестве топлива газ, а 4 работают на буром угле. На ВТЭЦ -2 установлены генераторы типа ТВФ-120. Электростанция обеспечивает более 60 % электрической и тепловой нагрузки потребителей г. Владивостока.

Выдача мощности станции осуществляется в энергосистему Приморского края на напряжениях 110-220 кВ по следующим ЛЭП:

ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 – А № 1;

ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 – А № 2;  
ВЛ 220 кВ ВТЭЦ-2 – Артёмовская ТЭЦ;  
КВЛ 220 кВ ВТЭЦ-2 – Зелёный угол;  
ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2- Голдобин;  
ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2- Загородная;  
КВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2- Залив;  
КВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2- Орлиная.

РУ 110 кВ и 220 кВ ВТЭЦ-2 выполнено по схеме две рабочие системы шин с обходной. РУ 110-220 кВ связаны через два автотрансформатора мощность 125 МВА каждый.

До 2027 года планируется заменить часть существующих котлоагрегатов на более мощные, что позволит увеличить установленную мощность станции до 574 МВт. Приморская ГРЭС является самой мощной тепловой электрической станцией Дальнего Востока. Установленная электрическая мощность станции 1497 МВт, а тепловая мощность – 237 Гкач/час. Станция расположена в непосредственной близости с пос. Лучегорск работает на буром угле. Станция выдаёт мощность в энергосистему ОЭС Востока на напряжениях 110-220-500 кВ по ЛЭП:

ВЛ 500 кВ ПримГРЭС – Хехцир-2;  
ВЛ 500 кВ ПримГРЭС – Дальневосточная;  
ВЛ 500 кВ ПримГРЭС – Чугуевка -2;  
ВЛ 220 кВ ПримГРЭС – НПС-36;  
ВЛ 220 кВ ПримГРЭС – НПС-38;  
ВЛ 220 кВ ПримГРЭС – Розенгартовка/т;  
ВЛ 220 кВ ПримГРЭС – Лесозаводска;  
ВЛ 110 кВ ПримГРЭС – Разрез – Надаровская- Ласточка/т;  
ВЛ 110 кВ ПримГРЭС – Насосная – Лучегорск № 1;  
ВЛ 110 кВ ПримГРЭС – Насосная – Лучегорск № 2;  
ВЛ 110 кВ ПримГРЭС – Разрез – Надаровская-Игнатьевка.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме две рабочие системы шин с обходной, РУ 220 кВ выполнено по схеме две рабочие системы шин с обходной, РУ 500 кВ выполнено по полуторной схеме (3/2).

ТЭЦ Восточная - тепловая станция в г. Владивостоке введённая в работу в 2014 году. Установленная электрическая мощность станции – 139,5 Мвт, а установленная тепловая мощность – 432 Гкал/час. Обоснованное оборудование станции – газотурбинные установки. В качестве топлива для станции используется природный газ. Мощность станции выдаётся на напряжении 110 кВ через 4 ЛЭП 110 кВ: КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – 2Р; КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – Стройиндустрия; КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – 1Р; КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – Зелёный угол. Основная цель строительства ТЭЦ Восточная было обеспечение тепловой и электрической энергией новых кварталов г. Владивостока такие как Снеговая падь и Патрокл. РУ 110 кВ станции выполнено в виде КРУЭ 110.

ПС 500 кВ Лозовая в реальности располагает распределительными устройствами на напряжение 500 кВ, 220 кВ, 10 кВ. Схема выполнения РУ-500 кВ представлена треугольником. Схема выполнения РУ-220 кВ представлена одной рабочей, секционированной выключателем системой шин. Схема выполнения РУ-10 кВ аналогична схеме выполнения РУ-220 кВ. Трансформация осуществляется с напряжения 500 кВ на более низкие уровни напряжения засчёт одной группы однофазных автотрансформаторов фактическая номинальная мощность группы автотрансформаторов составляет 3x167 МВА. В районе проектирования располагаются следующие подстанции, приведённые в таблице 2 с разбивкой по собственникам.

Таблица 2 - Перечень ПС 35 кВ и выше в районе проектирования

№ пп.	Наименование подстанции	Класс напряжения ПС, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Кол-во тр-ров, шт
1	2	3	4	5
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС				
1.	ПС 220 кВ Береговая-2	220	2009	2x63 2x40
2.	ПС 500 кВ Владивосток	500	2008	4x167

Продолжение таблицы 2

№ пп.	Наименование подстанции	Класс напряжения ПС, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Кол-во тр-ров, шт
1	2	3	4	5
3.	ПС 220 кВ Звезда	220	2016	2x63
4.	ПС 500 кВ Лозовая	500	2012	4x167
5.	ПС 220 кВ Находка	220	2021	2x63
6.	ПП 220 кВ Партизанск	220	2007	-
7.	ПС 220 кВ Широкая	220	1976	2x125 2x40
Филиал АО «ДРСК» ПЭС				
8.	ПС 110 кВ Тайфун	110/35/10	1992	2x10
9.	ПС 110 кВ ХФЗ	110/35/6	1982	2x10
10.	ПС 110 кВ Южная	110/6	1980	2x10
11.	ПС 110 кВ Новый Мир	110/35/10	1991	2x6,3
12.	ПС 110 кВ Песчаная	110/10	1986	1x10 1x6,3
13.	ПС 110 кВ Подъяпольск	110/35/10	1982	2x6,3
14.	ПС 110 кВ Волчанец	110/35/6	1965	2x16
15.	ПС 110 кВ Екатериновка	110/35/6	1996	2x16
16.	ПС 110 кВ Факел	110/35/6	1991	2x10
17.	ПС 110 кВ Находка	110/35/6	1953	1x40,5 1x40
18.	ПС 110 кВ Голубовка	110/6	1976	2x16
19.	ПС 110 кВ ЖБФ	110/6	1982	2x10
20.	ПС 110 кВ НСРЗ	110/6	1962	2x16
21.	ПС 110 кВ Учебная	110/6	1993	2x16
22.	ПС 110 кВ Береговая 1	110/35/6	1984	2x20
23.	ПС 110 кВ Топаз	110/6	1988	1x16 1x10
24.	ПС 110 кВ Штыково	110/6	1983	2x16
25.	ПС 35 кВ Астафьева	35/6	1986	2x3,2
26.	ПС 35 кВ Горная	35/6	1956	2x10
27.	ПС 35 кВ Лазо	35/10	1972	2x1,6
28.	ПС 35 кВ Партизан	35/6	1969	2x16
29.	ПС 35 кВ Сергеевка	35/6	1976	2x6,3
30.	ПС 35 кВ Сокольчи	35/10	1977	2x2,5
31.	ПС 35 кВ Горная	35/6	1956	2x10
32.	ПС 35 кВ Лазо	35/10	1972	2x1,6
33.	ПС 35 кВ Партизан	35/6	1969	2x16
34.	ПС 35 кВ Сергеевка	35/6	1976	2x6,3
35.	ПС 35 кВ Сокольчи	35/10	1977	2x2,5
36.	ПС 35 кВ УАМР	35/6	1964	2x6,3
37.	ПС 35 кВ Горная	35/6	1956	2x10
38.	ПС 35 кВ Лазо	35/10	1972	2x1,6
39.	ПС 35 кВ Партизан	35/6	1969	2x16
40.	ПС 35 кВ Сергеевка	35/6	1976	2x6,3

Продолжение таблицы 2

№ пп.	Наименование подстанции	Класс напряжения ПС, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Кол-во тр-ров, шт
1	2	3	4	5
41.	ПС 35 кВ Горная	35/6	1956	2x10
42.	ПС 35 кВ Лазо	35/10	1972	2x1,6
43.	ПС 35 кВ Партизан	35/6	1969	2x16
44.	ПС 35 кВ Сергеевка	35/6	1976	2x6,3
45.	ПС 35 кВ Сокольчи	35/10	1977	2x2,5
46.	ПС 35 кВ УАМР	35/6	1964	2x6,3
47.	ПС 35 кВ Силикатная	35/10/6	1975	2x6,3
48.	ПС 35 кВ Бархатная	35/6	1965	2x10
49.	ПС 35 кВ Соленое озеро	35/6	1975	2x16
50.	ПС 35 кВ Академическая	35/6	1977	2x6,3
51.	ПС 35 кВ Артемовская	35/6	1939	2x16
52.	ПС 35 кВ Верхняя	35/6	1966	2x4
53.	ПС 35 кВ Владимиро-Александровское	35/6	1983	2x6,3
54.	ПС 35 кВ Депо	35/6	1976	1x3,2 1x1,8
55.	ПС 35 кВ 3	35/6	1937	2x10
56.	ПС 35 кВ Заводская	35/6	1982	2x6,3
57.	ПС 35 кВ КЭТ	35/6	1936	2x5,6 1x3,2
58.	ПС 35 кВ Луговая	35/6	1986	1x6,3 1x4
59.	ПС 35 кВ Многоудобное	35/6	1970	2x2,5
60.	ПС 35 кВ Надеждинская	35/6	1974	2x16
61.	ПС 35 кВ Насосная 2	35/6	1976	1x1,6
62.	ПС 35 кВ Новороссия	35/6	1957	1x2,5
63.	ПС 35 кВ Океанская	35/6	1938	2x6,3
64.	ПС 35 кВ Птицефабрика	35/6	1975	2x6,3
65.	ПС 220 кВ Перевал	220/10/6	1990	2x40
66.	ПС 110 кВ Прибой	110/10	1980	1x7,5 1x6,3
67.	ПС 110 кВ 178-Ф	110/10	1980	2x16
68.	ПС 110 кВ С-55	110/35/10	1974	2x10
69.	ПС 110 кВ Промысловка	110/35/10	1961	2x16
70.	ПС 35 кВ С-100	35/10	1976	2x4,0
71.	ПС 35 кВ Шторм	35/6	1967	2x2,5
72.	ПС 35 кВ Скалистая	35/10	1981	2x2,5
73.	ПС 35 кВ Штиль	35/10	1971	1x4,0 2x1,8
74.	ПС 35 кВ Воздвиженка	35/6	1974	2x4,0
75.	ПС 110 кВ Угольная	110/35/6	1978	2x40
76.	ПС 35 кВ Морская	35/6	1974	2x10
77.	ПС 35 кВ Микрорайон	35/6	1980	2x10

78.	ПС 35 кВ Терминал	35/6	2018	2x16
-----	-------------------	------	------	------

Загрузка трансформаторов и ВЛ 110 кВ, в районе проектирования приведены в таблице 3 и таблице 4.

Таблица 3 – Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ в районе проектирования

№ п/п	Наименование ПС	Номер тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Коэффициент загрузки, %
1	2	3	4	5
1	Лозовая	АТ-2	3x167	38
2	Широкая	АТ-1	125	44
3	Широкая	АТ-2	125	42
4	Широкая	Т-1	40	32
5	Широкая	Т-2	40	36
6	Перевал	Т-1	40	-
7	Перевал	Т-2	40	2
8	Береговая-1	Т-1	20	31,16
9	Береговая-1	Т-2	20	24,01
10	Новый мир	Т-1	6,3	24,17
11	Новый мир	Т-2	6,3	0
12	Песчаная	Т-1	6,3	0
14	Песчаная	Т-2	10	5,9
15	Подъяпольск	Т-1	6,3	0
16	Подъяпольск	Т-2	6,3	42,3
17	Топаз	Т-1	16	25,71
18	Топаз	Т-2	10	0
19	Волчанец	Т-1	16	48,56
20	Волчанец	Т-2	16	15,69
21	Промысловка	Т-1	16	34,24
22	Промысловка	Т-2	16	23,41

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
23	Гайдамак	Т-1	16.0	34.11
24	Гайдамак	Т-2	16.0	30.01
25	Голубовка	Т-1	16.0	28.31
26	Голубовка	Т-2	16.0	39.33
27	Екатериновка	Т-1	16.0	50.20
28	Екатериновка	Т-2	16.0	55.71
29	ЖБФ	Т-1	10.0	0.00
30	ЖБФ	Т-2	10.0	26.86
31	Находка	Т-1	40.0	99,1
32	Находка	Т-2	40.5	0
33	НСРЗ	Т-1	16.0	19.34
34	НСРЗ	Т-2	16.0	44.24
35	УАМР	Т-1	6.3	21.63
36	УАМР	Т-2	6.3	7.79
37	Учебная	Т-1	16.0	43.26
38	Учебная	Т-2	16.0	72.75
39	Факел	Т-1	10	50,6
40	Факел	Т-2	10	71,2

Наиболее загруженными ПС в рассматриваемом районе являются ПС Находка, ПС Учебная, ПС Факел. По замерам 2021 года один из трансформаторов был отключен.

Наименее загруженными ПС в рассматриваемом районе являются ПС 220 кВ Перевал, ПС 110 кВ ЖБФ, ПС 110 кВ Песчаная, ПС 110 кВ Новый мир.

Таблица 4 – Загрузка линий 110 кВ в районе проектирования

№ п/п	Наименование линии	U, кВ	Марка провода, кабеля	Допустимый ток при t +25°C (А)	Допустимый ток при t -5°C (А)	Нагрузка ( А )	Нагрузочная плотность тока (А)
						<i>19 ч.</i>	<i>19 ч.</i>
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Анисимовка/т - Фридман/т - ХФЗ	110	АС-150	390	503	120	0,80
2	Анисимовка/т - Штыково	110	АС-150	390	503	120	0,80
3	Артемовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №1	110	АС-150	450	500	195	<b>1,30</b>
4	Артемовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №2	110	АС-150	450	581	203	<b>1,35</b>
5	Артемовская ТЭЦ - Смоляниново/т	110	АС-120, М-70	337	435	50	0,71
6	Береговая 2 - Береговая 1	110	АС-120	375	484	186	<b>1,55</b>
7	Береговая 2 - Топаз - Песчанная	110	АС-70, АС-95	265	342	7,7	0,11
8	Береговая 2 - Топаз - Новый Мир	110	АС-95	330	426	72	0,76
9	Береговая 1- Садовая	110	АС-150,М-70	337	435	110	1,57
10	Вокзальная/т - Фридман/т - Штыково	110	АС-150	450	581	80	0,53
11	Вокзальная/т - ХФЗ	110	АС-150	450	581	70	0,47

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
12	Восточная/т – Голубовка	110	АСК-185	400	400	60	0,32
13	Восточная/т - Угольная	110	АСК-185	510	600		0,00
14	Екатериновка - Угольная	110	АСК-185, АС-120	375	484	120	1,00
15	Находка - Волчанец - С55	110	АС-120, М-70	337	435	0	0,00
16	Новицкое - Тайфун	110	АЖ-120, АС-120	375	484	45	0,38
17	Партизанская ГРЭС - Екатериновка	110	АСК-185	510	600	210	<b>1,14</b>
18	Партизанская ГРЭС - Находка/т	110	АС-120, М-70	337	435	85	1,21
19	Партизанская ГРЭС - ХФЗ №1	110	АС-150	450	581	80	0,53
20	Партизанская ГРЭС - ХФЗ №2	110	АС-150	450	581	100	0,67
21	Партизанская ГРЭС - Южная	110	АС-120	375	484	64	0,53
22	Подъяпольск - 178Ф	110	АСК-120	375	484		0,00
23	Подъяпольск - Новый Мир	110	АС-95	330	426		0,00
24	Промысловка - Береговая 1	110	М-70, АС-120	337	400	100	1,43
25	Промысловка - Прибой - 178Ф	110	АСК-120, М-70	337	435	5	0,07
26	Промысловка - С-55	110	АС-120, М-70, М-95	337	400	50	0,71
27	Садовая - Смоляниново/т	110	АС-150, М-70	337	435	108	1,54
28	Тайфун - Преображение	110	АС-120	300	300	18	0,15
29	Уссурийск 1 - Тереховка	110	АС-120	375	484	30	0,25
30	Южная - Новицкое	110	АЖ-120, АС-120	375	484	60	0,50
31	Широкая - Голубовка	110	АСК-185	400	400	154	0,83
32	Широкая - ЖБФ №1	110	АС-185	510	658	13	0,07

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
33	Широкая - ЖБФ №2	110	АС-185	510	658	1	0,01
34	Широкая - Находка	110	АСО-240, АСО-300	337	435	207	0,86
35	Штыково - Факел №1	110	АСК-120	375	484	25	0,21
36	Штыково - Факел №2	110	АС-120	375	484	36	0,30

Как видно из результатов загрузки линий она очень не равномерная. Большая часть линий имеет низкую плотность тока (ниже экономической рекомендуемой ПУЭ). Завышенную плотность тока имеют ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №1, ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково № 2, а так же ВЛ 110 кВ Береговая 2 - Береговая 1 и ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Екатериновка.

Такие перегрузки в нормальном режиме свидетельствуют о наличии очагов повышенных потер электрической энергии в нормальных режимах.

Не обычным является применение проводников марок АЖ и М, что является следствием возраста построенных ВЛ.

Электрические сети выполнены проводами различных маркировок: АС - 70, АС - 95, АС - 120, АС - 300, АСК - 300, АСО - 300 и М -70.

Среди рассмотренных ЛЭП 110 кВ на 15 из них экономическая плотность тока превышена, что говорит о не оптимальности их загрузки.

Подстанции имеют различные схемы подключения, такие, как мостик с выключателями в цепях трансформаторов (ПС 110 кВ Учебная), мостик с выключателями в цепях линий (ПС 110 кВ Садовая, ПС 35 кВ Горная, ПС 35 кВ Северная, ) два блока линия трансформатор (ПС 110 кВ Учебная, ПС 110 кВ Южная), одна рабочая секционированная система шин (ПС 110 кВ Береговая-1), две рабочие системы шин (ПС 35 кВ Авангард, ПС 35 кВ Партизан)

Используются на РУ 110 кВ схемы одна рабочая система шин с обходной (ПС 110 кВ Береговая-1, ПС Штыково, ПС 110 кВ Тайфун, ПС 220 кВ Береговая-2- РУ 110 кВ, ПС 110 кВ Голубовка) и две рабочие системы шин с обходной системой шин (ПС 220 кВ Перевал, ПС 110 кВ ХФЗ).

На ПС 220 кВ РУ 220 кВ некоторых ПС выполнено по схеме четырех – угольник (РУ 220 кВ ПС Береговая-2, ПС 220 кВ Звезда, ПС 220 кВ Волна), На ряде ПС для защиты трансформаторов используются блоки ОД-КЗ (ПС 110 кВ НСРЗ, ПС 110 кВ Новицкое, ПС 178 Ф, ПС 35 кВ Пристань, ПС 110 кВ ЖБФ, ПС 110 кВ Смоляниново/т, ПС 110 кВ Факел, ПС 110 кВ Штыково), что снижает надёжность электроснабжения потребителей и при срабатывании КЗ на ПС отключается питающая ВЛ.

Результаты более подробного проведённого структурного анализа приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Структурный анализ ПС

Наименование ПС	№ тр-ра	Тип трансформатора	Способ присоединения к сети	U РУ, кВ	Вид РУ
1	2	3	4	5	6
ПС Лозовая	3	АОДЦТН-3*167000/500/220	Узловая	500	6Н
				220	9Н

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
ПС Чугуевка 2	1	АОДЦТН- 3*167000/500/220	Узловая	500	6Н
				220	9Н
ПС Владивосток	1	АОДЦТН- 3*167000/500/220	Узловая	500	6Н
				220	9
ПС Дальневосточная	1	АОДЦТН- 3*167000/500/220	Узловая	500	15
	2	АОДЦТН- 3*167000/500/220		220	12
ПС Широкая	1	АТДЦТН- 125000/220/110	Узловая	110	9
	2	АТДЦТН- 125000/220/110		220	9
	1	ТДТН 40000/110		110	9
	2	ТДТН 40000/110			
ПС Перевал	1	ТРДН-40000/220	Проходная	220	12
	2	ТРДН-40000/220			
ПС Зелёный угол	1	АТДЦТН- 63000/220/110	Узловая	220	9
	2	АТДЦТН- 63000/220/110		110	9
ПС Штыково	1	ТДН-16000/110	Узловая	110	12
	2	ТДН-16000/110			
ПС Смоляриново- тяга	1	ТДТНЖ-40000/110	Проходная	110	Не типовая
	2	ТДТНЖ-40000/110			
ПС Береговая-1	1	ТДН-16000/110	Проходная	110	5АН
	2	ТДН-16000/110			
ПС Анисимовка тяга	1	ТДТН-40000/110	Проходная	110	Не типовая
	2	ТДТН-40000/110			

1	2	3	4	5	6
ПС Фридман тяга	1	ТДТН-40000/110	Проходная	110	Не типовая
	2	ТДТН-40000/110			
	2	ТДТН-10000/110			
ПС Находка	1	ТДТН-40000/110	Узловая	110	9
	2	ТДТН-40000/110			
	2	ТДТН-16000/110			

Примечание для РУ использованы следующие сокращённые обозначения, согласно обозначениям, принятым в стандарте [45]:

5Н – Мостик с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линии;

5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;

6Н – Треугольник;

8 – Шестиугольник.

9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин;

9Н - Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку выключателей;

12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин;

13Н – Две рабочие и обходная система шин;

13 – Две рабочие системы шин;

15 - Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя.

Карта схема района проектирования приведена на рисунке 1.1.

Согласно СИПРа Приморского края [44] в районе проектирования имеются следующие проблемные ВЛ 35-110 кВ.



Рисунок 1.1 – Карта – схема района проектирования

**ВЛ 110 кВ С55 - Волчанец – Находка.** Индекс технического состояния (ИТС) = 61 – рассчитан на момент включения в программу повышения надёжности МиРЭК в соответствии с Методикой. Основная проблематика – необходимость замены физически изношенного провода и опор, не отвечающих эксплуатационным требованиям, а также приведение технического состояния объекта в соответствие требованиям НТД. Количество аварий за 2016-2020 гг. – 25. Согласно акта обследования технического состояния объекта от 25.06.2020 выявлено: коррозия металлических элементов опор, расслоение сварных швов металлоконструкций, выработка арматуры в местах креплений, отклонения опор от вертикальной оси, потеря несущей способности грозотросса.

**ВЛ 110 кВ Промысловка - Береговая 1.** ИТС = 58 – рассчитан на момент включения в МиРЭК в соответствии с Методикой. Основная проблематика – необходимость замены физически изношенного провода и опор, не отвечающих эксплуатационным требованиям, а также приведение технического состояния объекта в соответствие требованиям НТД. Количество аварий за 2016-2020 гг. – 17. Согласно акта обследования технического состояния объекта от 25.06.2020 выявлено: разрушение железобетонных фундаментов, коррозия металлических элементов опор, выработка арматуры в местах креплений, отклонения опор от вертикальной оси, многочисленные повреждения проводов.

**ВЛ 110 кВ Промысловка - С55.** ИТС = 49 – рассчитан на момент включения в МиРЭК в соответствии с Методикой. Основная проблематика – необходимость замены физически изношенного провода и опор, не отвечающих эксплуатационным требованиям, а также приведение технического состояния объекта в соответствие требованиям НТД. Количество аварий за 2016-2020 гг. – 16. Согласно акта обследования технического состояния объекта от 25.06.2020 выявлено: коррозия и деформация металлических элементов опор, выработка арматуры в местах креплений, потеря несущей способности грозотросса.

**ВЛ 110 кВ Широкая – Находка.** ИТС = 61 – рассчитан на момент включения в МиРЭК в соответствии с Методикой. Основная проблематика –

необходимость монтажа грозотроса, а также приведение технического состояния объекта в соответствие требованиям НТД. Количество аварий за 2016-2020 гг. – 3. Согласно акта обследования технического состояния объекта от 25.06.2020 выявлено: коррозия металлических элементов опор, расслоение сварных швов металлоконструкций, выработка арматуры в местах креплений, отклонения опор от вертикальной оси.

**ВЛ 35 кВ Екатериновка - Вл. Александровское.** ИТС = 58 рассчитан на момент включения в МиРЭК в соответствии с Методикой. Основная проблематика – необходимость замена физически изношенного провода и опор, не отвечающих эксплуатационным требованиям, а также приведение технического состояния объекта в соответствие требованиям НТД. Количество аварий за 2016-2020 гг. – 1. Согласно акта обследования технического состояния объекта от 25.06.2020 выявлено: наличие трещин в железобетонных опорах, выработка линейной арматуры в местах креплений, отклонения опор от вертикальной оси.

**ВЛ 35 кВ Артемовская ТЭЦ – Шкотово.** ИТС = 65 – рассчитан на момент включения в МиРЭК в соответствии с Методикой. Основная проблематика – необходимость замена физически изношенного провода и опор, не отвечающих эксплуатационным требованиям, а также приведение технического состояния объекта в соответствие требованиям НТД. Согласно акта обследования технического состояния объекта от 25.06.2020 выявлено: коррозия металлических элементов опор, отклонения опор от вертикальной оси, многочисленные повреждения проводов, повреждения железобетонных фундаментов железобетонных опор. Реконструкция ВЛ 35 кВ Спутник - Угловая без увеличения пропускной способности ИТС = 51 – рассчитан на момент включения в МиРЭК в соответствии с Методикой. Основная проблематика – необходимость перевода участка ВЛ в кабельное исполнение, а также приведение технического состояния объекта в соответствие требованиям НТД. Согласно акта обследования технического состояния объекта от 25.06.2020 выявлено: наличие трещин и сколов железобетонных опор,

оголённой арматуры в железобетоне, выработка линейной арматуры в местах креплений, отклонения опор от вертикальной оси.

**Реконструкция ВЛ 35 кВ Находка - Бархатная - Соленое озеро.** ИТС = 51 - рассчитан на момент включения в МирЭЖ в соответствии с Методикой. Основная проблематика – необходимость замены физически изношенного провода и опор, не отвечающих эксплуатационным требованиям, перевода части ВЛ в кабельное исполнение, а также приведение технического состояния объекта в соответствие требованиям НТД. Количество аварий за 2016-2020 гг. – 2. Согласно акта обследования технического состояния объекта от 25.06.2020 выявлено: наличие трещин и сколов железобетонных опор, оголённой арматуры в железобетоне, выработка линейной арматуры в местах креплений, отклонения опор от вертикальной оси.

В Схеме и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2022 - 2026 годы [44] показаны две группы проблемных ЛЭП в рассматриваемом районе проектирования с режимной точки зрения:

1. Группа состоящая из ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т, ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка, ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т

2. Группа состоящая из **ВЛ 110 кВ Промысловка – Береговая-1, ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55**

**ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т, ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка, ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т**

В режимах зимнего максимума нагрузки при температуре ОЗМ (-18 °С) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55 в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Широкая – Находка происходит превышение АДТН ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т составляет 103% от  $I_{адтн}$ .

ДДТН ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т при температуре окружающего воздуха -18°С составляет 462 А. АДТН ВЛ 110 кВ Партизанская

ГРЭС – Находка/т при температуре окружающего воздуха  $-18^{\circ}\text{C}$  составляет 501 А.

Схемно-режимные мероприятия, исключаяющие превышение АДТН указанных ВЛ без ввода ГАО в объеме не менее 3 МВт на ПС 110 кВ Находка отсутствуют.

В режимах летнего максимума нагрузки 2020 года в двойной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая-2 и ВЛ 220 кВ Лозовая – Широкая при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Екатериновка происходит превышение АДТН ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т, ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка и ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т составляет 142% от  $I_{адтн}$ , ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка составляет 137% от  $I_{адтн}$ , ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т составляет 122% от  $I_{адтн}$ .

ДДТН ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т при температуре окружающего воздуха  $+20^{\circ}\text{C}$  составляет 354 А. АДТН ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т при температуре окружающего воздуха  $+20^{\circ}\text{C}$  составляет 394 А.

ДДТН ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка при температуре окружающего воздуха  $+20^{\circ}\text{C}$  составляет 354 А. АДТН ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка при температуре окружающего воздуха  $+20^{\circ}\text{C}$  составляет 394 А.

ДДТН ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т при температуре окружающего воздуха  $+20^{\circ}\text{C}$  составляет 354 А. АДТН ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т при температуре окружающего воздуха  $+20^{\circ}\text{C}$  составляет 389 А.

После работы существующего АОПО ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т составляет 130% от  $I_{адтн}$ , ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка составляет 125% от  $I_{адтн}$ , ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т составляет 100% от  $I_{адтн}$ .

Схемно-режимные мероприятия, исключающие превышение АДТН указанных ВЛ без ввода ГАО в объеме не менее 33 МВт на ПС 110 кВ Находка и ПС 110 кВ Учебная отсутствуют.

В режимах летнего максимума нагрузки 2020 года в двойной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая-2 и ВЛ 220 кВ Лозовая – Широкая при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т происходит превышение АДТН ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т, ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка, а также снижение напряжения ниже АДН на ПС 220 кВ Береговая-2, ПС 220 кВ Звезда, ПС 110 кВ Смоляниново/т.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т составляет 138% от  $I_{адтн}$ , ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка составляет 132% от  $I_{адтн}$ .

ДДТН ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т при температуре окружающего воздуха +20°C составляет 354 А. АДТН ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т при температуре окружающего воздуха +20°C составляет 394 А.

ДДТН ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка при температуре окружающего воздуха +20°C составляет 354 А. АДТН ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка при температуре окружающего воздуха +20°C составляет 394 А.

Схемно-режимные мероприятия, исключающие превышение АДТН указанных ВЛ без ввода ГАО в объеме не менее 26 МВт на ПС 110 кВ Находка отсутствуют. После работы АОСН ПС 220 кВ Береговая-2 напряжения на ПС 220 кВ Береговая-2, ПС 220 кВ Звезда, ПС 110 кВ Смоляниново/т выше АДН.

Таким образом, итоговым мероприятием, исключающим превышение АДТН указанных ВЛ, является установка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т на Партизанской ГРЭС с реализацией ОН на ПС 110 кВ Находка в объеме не менее 33 МВт.

**ВЛ 110 кВ Промысловка – Береговая-1, ВЛ 110 кВ Промысловка – С-**

В режимах зимнего максимума нагрузки 2020 года в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т (ВЛ 110 кВ Широкая – Находка) аварийное отключение ВЛ 110 кВ Широкая – Находка (ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т) приводит к превышению АДТН ВЛ 110 кВ Промысловка – Береговая-1, ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55, ВЛ 110 кВ Находка – Волчанец – С-55.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Промысловка – Береговая-1 составляет 104% от I<sub>адтн</sub>, ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55 – 117% от I<sub>адтн</sub>, ВЛ 110 кВ Находка – Волчанец – С-55 – 109% от I<sub>адтн</sub>.

ДДТН ВЛ 110 кВ Промысловка – Береговая-1 при температуре окружающего воздуха -18°С составляет 462 А. АДТН ВЛ 110 кВ Промысловка – Береговая-1 при температуре окружающего воздуха -18°С составляет 501 А.

ДДТН ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55 при температуре окружающего воздуха -18°С составляет 462 А. АДТН ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55 при температуре окружающего воздуха -18°С составляет 501 А.

ДДТН ВЛ 110 кВ Находка – Волчанец – С-55 при температуре окружающего воздуха -18°С составляет 462 А. АДТН ВЛ 110 кВ Находка – Волчанец – С-55 при температуре окружающего воздуха -18°С составляет 501 А.

Схемно-режимные мероприятия, исключаяющие превышение АДТН вышеуказанных элементов электрической сети без ввода ГАО в объеме не менее 9 МВт на ПС 110 кВ Находка, отсутствуют.

Мероприятием, исключаяющим нарушение требований к параметрам электроэнергетического режима, является установка АОПО ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55 на ПС 110 кВ Промысловка с реализацией ОН на ПС 110 кВ Находка в объеме не менее 9 МВт.

### **1.3 Инновационное оборудование для подключения проектируемой ПС Раффлс**

Для того, чтобы обеспечить эффективность работы сетевого комплекса, а также безопасность его использования разработаны специальные подстанции нового поколения, которые реализуются повсеместно. Они позволяют улучшить качество работы за счет сокращения времени в процессе переключений и сокращают риски сотрудников допустить ошибки. Применяются они для подстанций напряжение которых 220 кВ и выше. По такой технологии предполагается выполнить ПС Раффлс.

Подстанции нового поколения обладают рядом особенностей, таких как [16]:

- наличие автоматизированного рабочего места (АРМ) с помощью которого можно администрировать коммутационные агрегаты и заземляющие разъединители первичной схемы удаленно. Также оперативные сотрудники электростанций могут управлять из центра управления сетями (ЦУС), диспетчерских пунктом или с индивидуальных терминалов;
- в АРМ и в терминалах имеется доступ к программной оперативной блокировке;
- применение только элегазовых, вакуумных выключателей или КРУЭ;
- введение блокировки при одновременном управлении энергообъекта из разных дистанционных пунктов: АРМ, ЦУС, диспетчерских центров, отдельных терминалов;
- применение микропроцессорных устройств РЗА.

Следует также рассмотреть отличительные признаки подстанций нового поколения:

- использование современного оборудования, которое сконструировано с применением электротехнических элементов, что повышает его безопасность при эксплуатации;

- большое значение отводится автоматизации технологических процессов, которые управляются и контролируются дистанционно, например, из диспетчерских пунктов;

- земельный ресурс используется более рационально;

- минимальные затраты на структурированные кабельные системы для транспортировки энергии.

Внедрение подстанций нового поколения позволяет в значительной степени уменьшить амортизационные затраты во время их эксплуатации. С последующим переводом их в автономный режим без работы сотрудником по обслуживанию и ремонту оборудования.

Таким образом, подобные подстанции достаточно эффективны в экономическом плане. Такая выгода оправдывается тем, что они повышают безопасность и бесперебойное электро- и теплоснабжение потребителей, сокращают издержки производства в виде амортизации, а также, не требуют больших территорий для размещения.

При проектировании подстанций нового поколения необходимо подробно изучить технические требования:

Во-первых, необходимо снижение следующих показателей для автотрансформаторов и трансформаторов: потери ХХ и КЗ, затраты на охлаждение. Должна быть обеспечена динамическая стойкость к токам КЗ.

Во-вторых, они должны быть оснащены следующими устройствами: РПН, интеллектуальными датчиками и контроллерами, системами ввода, пожаротушения. Элегазовые выключатели мощность 110-750 кВ. Разъединители – с улучшенной кинематикой и контактной системой, с электродвигательным приводом (полупантографные, пантографные, а также горизонтально-поворотные с подшипниковыми устройствами, не требующими ремонта с разборкой в течение всего срока службы).

В-третьих, должны быть установлены аппараты статического типа: трансформаторы тока и напряжения. Такие устройства могут быть встроены отдельно друг от друга или совместно находиться в одном корпусе. Отдельное

расположение ТТ необходимо тогда, когда встроенные ТТ не обеспечивают требуемых условий работы РЗА, АСКУЭ и питания измерительных приборов.

Количество ТТ и их вторичных обмоток должно обеспечивать отдельное подключение средств РЗА и средств АСКУЭ и других измерений.

Трансформаторы напряжения (ТН) должны иметь отдельную вторичную обмотку для подключения средств АСКУЭ и измерительных приборов.

ОПН должны быть взрывобезопасными, с достаточной энергоемкостью и необходимым защитным уровнем.

В-четвёртых, базовое оборудование ПС нового типа должно иметь систему мониторинга, интегрированную в АСУ ТП и включающую подсистемы диагностики его технического состояния.

Оборудование, которое планируется использовать должно отвечать требованиям безопасности, в том не быть подверженной к взрывам.

В центральной схеме электрических соединений необходимо применить высоконадежное оборудование, с целью его упрощения.

На современных ПС 220 кВ обязательным является внедрение систем АСУ ТП

АСУ ТП подстанций – это функциональный программно-технический комплекс, предназначенный для контроля и управления энергетическими объектами, процессами производства и распределения электроэнергии, оперативно-диспетчерского управления и мониторинга подстанций [25].

Все задачи, выполняемые АСУ ТП подстанции, можно разделить по их технологическому назначению на:

- оперативное управление, которое подразумевает изменение режима, эксплуатационного состояния или выполнение обычных диспетчерских команд;
- осуществление контроля и диагностики систем РЗА и другого автоматизированного оборудования;
- фиксирование величин, связанных с изменением режима работы, например, при возникновении аварийной ситуации;

- отслеживание параметров технического состояния оборудования и изменений связанных с эксплуатацией;
- автоматизация вспомогательных технологических процессов;
- ведение и синхронизация времени;
- передача имеющихся данных о системе и режимах работы;
- осуществление контроля за хранящимися данными и проведение профилактики по их защите от посторонних.

Типовые требования к функциональной структуре АСУ ТП ПС ЕНЭС, изложенные в [48], должны обеспечивать создание типизированных АСУ ТП для решения задач комплексной автоматизации подстанций, в том числе:

- обеспечения максимальной эффективности решения производственных задач по обеспечению транспорта электроэнергии в электросетевом комплексе;
- повышения надежности за счет снижения ошибок персонала;
- сокращение до минимума работы сотрудников на подстанциях, которые обеспечивают обслуживание и контроль [46]

АСУ ТП должна гарантировать следующее:

- создание совместной работы в средствах измерений, обеспечение их контроль и управление оборудованием, ведение коммерческого учета, а также работа систем диспетчеризации;
- отслеживание изменений, происходящих с оборудованием в штатном режиме и при авариях;
- администрирование технических средств защиты, контролирующих перевод оборудования в другой режим с целью его взлома, обнаружения или полного выхода из строя;
- видеонаблюдение за самой подстанцией, изменениями в результате переключений и вне присутствия;
- передача полученной информации на высший уровень управления;
- организация автоматизированного рабочего места для сотрудников с дальнейшим контролем за их действиями, например, блокировка недопустимых команд.

Так же обязательной системой подстанций нового поколения является автоматизированная информационная система контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии должна быть метрологически аттестована, проверена и обеспечивать автоматическое измерение приращений активной электроэнергии и интегрированной реактивной мощности, расчет полного баланса и потерь электроэнергии.

Соответствие задач и технологических функций АСУ ТП согласно Стандарта [46] приведено в таблице 6.

Таблица 6 - Соответствие задач и технологических функций АСУ ТП

№	Задачи АСУ ТП	Технологические функции
1	2	3
1	<p>Задачи системно-оперативного управления:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- преобразование технологических характеристик в процессе работы оборудования ПС и отходящих ЛЭП в онлайн-режиме;</li> <li>- координирование допустимых пределов при нагрузке, за обязательной и своевременной передачей информации о нарушении с его полным описанием (время начала, место, длительность, объем и т.д.);</li> <li>- мониторинг за работой коммутационного оборудования, отвечающего за включение и отключение электротока, отслеживание возникающих нарушений в слаженной</li> </ul>	<p>1. Диагностирование, получение, преобразование данных о состоянии технологических режимов, оборудования и происходящих изменениях.</p> <p>2. Передача полученной информации в форме архивных данных непосредственно сотрудникам, работающим на ПС (надзор и наглядность параметров оборудования); кодировка полученных данных с помощью графических изображений (мнемосхем) с демонстрацией изменения состояния в динамике, сравнения с предыдущими</p>

Продолжение таблицы 6

1	2	3
	<p>работе подстанции и дальнейшую передачу информацию о нарушениях и основных параметрах работы устройств в виде сигналов;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- организация удаленного управления коммутационным оборудованием и устройствами по регламентированию необходимых режимов оборудования ПС (положение РПН, регулируемые СКРМ, фазоповоротные устройства, устройства продольной компенсации, вставки постоянного тока и пр.), различный контроль за командами: их формирование, блокировка, запись, выполнение и получение результатов;</li> <li>- автоматизированное создание различных схем-бланков по осуществлению операций и команд;</li> <li>- автоматический надзор за персоналом и проводимыми сотрудниками операциями, защита от запрещенных команд;</li> <li>- механизированный процесс перехода из одного режима в другой.</li> </ul>	<p>параметрами, что упростит процесс введения режима и отслеживание отклонений от нормы;</p> <p>3. Наличие предупредительной и аварийной сигнализации, работа которой основана на осуществлении контроля и фиксации аварийных звуков, связанных с изменением установленных допустимых параметров, их расшифровка, фильтрация и обработка.</p> <p>4. Управление оборудованием ПС должно осуществлять автоматическим и удаленно, к такому оборудованию относится: выключатели, разъединители, заземляющие ножи, приводы РПН, насосы, задвижки и т.д.</p> <p>5. Прописанные программы для блокирования управления коммутационными устройствами.</p> <p>6. Подсчёт оптимальных мощностей на шинах ПС.</p> <p>7. Оборудование для климатического контроля предусмотренных заложенными параметрами в помещении и снаружи.</p>
2	<p>Задачи по оказанию информационного содействия, надзора за комплексом устройств РЗА и т.п.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- фиксация данных о работе устройств</li> </ul>	<p>1. Информационное содействие с имеющимися на ПС автономными цифровыми системами (РЗА, РАС, КСТСБ и т.п.) по стандартным</p>

Продолжение таблицы 6

1	2	3
	<p>РЗА, их дальнейшая систематизация в зависимости с изменениями, времени срабатывания в условиях отклонения от нормы и при аварийном режиме, а также создание и передача сигналов о срабатывании релейной защиты;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- автоматизация процесса вычисления правильной работы РЗА, которая обоснована изменениями свойств при авариях;</li> <li>- осуществление постоянного контроля за исправной работой оборудования, при сообщении об ошибке обязательна её запись и проведение самодиагностики;</li> <li>- возможность вводить или изменять прежние настройки удаленно, а также, осуществлять другие команды устройств РЗА.</li> </ul>	<p>протоколам. Возможность дистанционной корректировки программно-оперативных параметров систем РЗА, АСУ ТП. К таким возможностям можно отнести ввод-вывод из работы, отключение или включение отдельных функций и т.д.</p> <p>2. Обеспечение удалённого контроля с постоянным доступом к локальным системам. Автоматизация данного процесса.</p> <p>3. Фиксирование данных о переходе в аварийный режим с помощью внутренних запоминающих средств или посредством передачи информации автономным системам РЗА, РАС.</p> <p>4. Распознавание информации о точном расположении повреждения на ВЛ, с помощью систематизации и формирования, полученных данных от устройств ОМП.</p> <p>5. Осуществление надзора за нахождением ключей, обеспечивающих доступ к работе с панелями РЗА и АСУ ТП.</p>
3	<p>Задачи для оформления изменяющихся характеристик, связанных с переходными процессами в режим аварийности.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- получение имеющейся информации от устройств, которые обладают функцией</li> </ul>	<p>1. Нахождение данных, связанных с переходом в аварийный режим и другими событиями, используя собственные ресурсы или путем обмена с системами РЗА и РАС.</p>

Продолжение таблицы 6

1	2	3
	<p>распознавания аварийных процессов;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- систематизация полученных данных, оформление их в архивы. Что позволит строить аналитические выводы о происходящих процессах перехода в режим аварийности, находить закономерности. Отправление полученных архивных данных, влияющих на дальнейшую безопасную эксплуатацию оборудования, в долговременное хранение;</li> <li>- оформление и представление данных об алгоритме работы ОМП автономных устройств.</li> </ul>	<p>2.Нахождение точного места расположения повреждения на ВЛ, путем обращения к автономным устройствам и другим системам (РЗА, РАС), архивирование полученной информации.</p>
4	<p>Задачи по осуществлению оценки состояния основного оборудования в процессе эксплуатации.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- наблюдение и проведение диагностики за работой первичного оборудования. Проверка ресурсной базы коммутационных аппаратов;</li> <li>- проведение мониторинга работы автотрансформаторов (трансформаторов), оборудования РПН, компенсаторов и т.п.;</li> <li>- надзор за исправностью работы элегазовых устройств;</li> <li>- надзор состояния ОПН, разрядников;</li> <li>- контроль срабатывания КиВ высоковольтных вводов;</li> <li>- контроль состояния ЩПТ, АБ, ЩСН.</li> </ul>	<p>1.Диагностирование, получение, преобразование данных о состоянии технологических режимов, оборудования и происходящих изменениях.</p> <p>2.Отслеживание изменений в работе первичного оборудования и анализ ресурсосбережения коммутационных агрегатов.</p>
5	<p>Задачи по осуществлению руководства процессом автоматизации дополнительных технологических</p>	<p>1.Диагностирование, получение, преобразование данных о состоянии технологических</p>

1	2	3
	<p>процессов.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- мониторинг работы источников и сети оперативного постоянного тока;</li> <li>- надзор за исправность установок, отвечающих за приготовление и снабжение устройств включения воздухом;</li> <li>- контроль за бесперебойной работой систем пожаротушения и их систематическое тестирование;</li> <li>- наблюдение и диагностика работы маслонаполненного оборудования (например, трансформаторов, выключателей, кабельных линий);</li> <li>- проверка программного обеспечения комплекса технической безопасности режимного объекта.</li> </ul>	<p>режимов, оборудования и происходящих изменениях</p>
6	<p>Задачи ведения и синхронизации времени.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- синхронизация системного времени всех устройств комплекса АСУ ТП и оборудования входящий в автономную цифровую систему (РЗА и т.п.).</li> <li>- мониторинг системы обеспечения единого времени. Диагностика СОЕВ.</li> </ul>	<p>Технологическая задача решается с помощью реализации общесистемной функции, на основе упорядочивания элементов АСУ ТП и включенных в нее автономных систем с помощью применения системы одновременных сигналов.</p>
7	<p>Задачи по реализации функций обмена информацией.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- реализация доступности имеющихся данных на разных уровнях, при помощи различных интерфейсов и системных устройствах;</li> <li>- наличие у сотрудников информационно-справочных материалов по организации</li> </ul>	<p>1.Передача оперативной информации о работе системы между диспетчерскими службами и управлениями разных уровней.</p> <p>2.Передача неоперативной информации между локальными магистральными электрическими сетями.</p>

1	2	3
	<p>оперативных, технологических и других видов работ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- организация и пополнение баз данных с информацией о сотрудниках, состоянии техники, амортизации и т.д.;</li> <li>- транслирование имеющей информации и данных между структурными подразделениями.</li> </ul>	
8	<p>Задачи, регламентирующие процесс обеспечения защиты информации и по организации общей безопасности содержания систем.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- внедрение автоматизированной системы по идентификации сотрудников, при помощи ввода личных данных, логина или пароля, для начала работы в системе;</li> <li>- создание, контроль и управление через межсетевой экран «firewall»;</li> <li>- охрана баз данных и другой имеющей информации о работе системы от проникновения злоумышленников;</li> <li>- обеспечение системных устройств антивирусными программами и активное их использование при мониторинге.</li> </ul>	<p>Технологическая задача решается с помощью реализации общесистемных функций:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.Закрытие доступа к данным для посторонних лиц и запрет вхождения в систему.</li> <li>2. Установка антивирусных программ непосредственно на рабочем месте сотрудников и в общей системе по управлению технологическими процессами [41].</li> </ol>

На подстанциях нового поколения должна быть организована четкая система связи, позволяющая передавать различные данные, которые можно поделить на следующие категории:

- Корпоративной информации (административно-хозяйственной);
- Технологической информации:

- диспетчерско-технологического управления ПС и эксплуатационных служб;
- РЗА (в том числе и ПА);
- АСУТП;
- АСКУЭ
- другой информации с объекта [46].

В настоящее время внедрение таких технологий усложняются действующими санкциями.

В марте 2014 года на Россию были наложены первые санкции в ответ на присоединение Крыма. Это привело к тому, что ограничения коснулись многих стран и отдельных предприятий, которые активно вели бизнес со странами Европы и США. Наложение санкций в сфере торговли и ответное продовольственное эмбарго привело к серьезным экономическим проблемам внутри страны, например, росту инфляции, а некоторые товары исчезли на рынке. Появились проблемы не только на рынке потребления, но и в оборонно-промышленной и энергетической отраслях, т.к. прекратились поставки иностранных комплектующих.

Основным способом обретения независимости от не дружественных стран в такой ситуации является импортозамещение.

Главной целью импортозамещения является стимулирование национальной экономики. Таким образом, государству необходимо повысить интерес к производственной сфере с помощью создания благоприятной среды для экономической деятельности. Такие методы должны привести к сокращению зависимости от импортных товаров и уменьшить зависимость от иностранной валюты.

Правительством были разработаны конкретные задачи, которые помогут преодолеть зависимость к импортным товарам. Основными являются следующие задачи:

- помочь отечественным предприятиям выйти на такой уровень, чтобы они смогли конкурировать с иностранными;

- разработка и внедрение в производство новых инновационных технологий, применять современные методы производства;
- создать такой отрасли народного хозяйства, для которой будут востребованы новые товары.

Таким образом, реализация разработанной госпрограммы может быть реализована только путем развития внутреннего производства, повышения его качества, а также закрытия внутреннего рынка от иностранного вмешательства.

В 2022 году после начала специальной операции на Украине санкции ужесточились.

Стимулировать развитие отечественной энергетики помогут системообразующие отраслевые компании, которые должны быть созданы в каждом регионе.

Задачей данного пункта является оценка возможности использования отечественного оборудования Российского производства.

Для строительства ПС Раффлс необходима вся линейка основного и вторичного электрооборудования российского производства. Для обеспечения максимальной надёжности и удобства РУ 220 кВ предлагается выполнить его в КРУЭ 220 кВ с оптическими трансформаторами тока, напряжения.

КРУЭ — это высоковольтное распределительное устройство с элегазовой изоляцией в металлической оболочке, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии в сетях трехфазного переменного тока. Состоит из отдельных ячеек. Данное оборудование устроено на основе коммутационных измерительных и других аппаратов, токоведущие части расположены под давлением в элегазовой среде, внутри герметичного, немагнитного заземленного корпуса. В энергетической сфере такие устройства применяются более 30 лет.

Из практики применения КРУЭ показали много достоинств в сравнении с простыми распределительными устройствами [12]:

- большая устойчивость к пожарам;

- они стабильнее переносят влияние окружающей среды, поэтому более надёжны;

- при эксплуатации более безопасны, т.к. имеют заземленный корпус, много предохранителей и устройств для блокировки;

- имеют защиту от удара током;

- надёжное экранирование электромагнитных полей и отсутствие радиопомех;

- обслуживание всех устройств не требует больших затрат и привлечения большого количества сотрудников, т.к. является высокотехнологичным;

- небольшие финансовые затраты при организации и обслуживании;

- сокращение объемов застройки больших площадей;

Наряду с достоинствами КРУЭ, в процессе эксплуатации существуют и минусы:

- перед наложением заземления у сотрудника нет возможности проверить напряжение кабельной линии;

- к техническим сооружениям предъявляются большие требования: чистота, вентиляция, отопление, кондиционирование;

- сотрудники, работающие на станциях нового поколения должны быть высококвалифицированными и проходить аттестацию;

- в случае повреждений требуются много времени по их восстановлению;

- в случае замены некоторых элементов подстанции требуется полностью ее обесточить.

В качестве примера для описания в диссертации взято КРУЭ российской компании.

КРУЭ предлагается использовать завода ЗАО «ЗЭТО»[36].

Завод электротехнического оборудования ЗАО «ЗЭТО» (г. Великие Луки), входит в «Промышленный электротехнический кластер Псковской области».

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией внесены в реестр промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации. Реестровая запись № 198\1\2021. Дата внесения в реестр: 25.11.2021.

ЗАО «ЗЭТО» разработало и предлагает две категории размещения адаптированных технических решений КРУЭ для климата на территории РФ: категория У2 — оборудование может работать в легком неотапливаемом помещении или под навесом с минимальной температурой эксплуатации минус 45°С; категория У1 – оборудование работает на открытом воздухе при температуре минус 45°С. Данные решения позволяют отказаться от строительства дорогих капитальных зданий для КРУЭ с искусственно регулируемым климатом и значительно уменьшить территорию подстанции. В 2021 году на объекты энергетики поставлено 45 ячеек КРУЭ ЗЭТО [36].

Пример чертежа КРУЭ завода ЗАО «ЗЭТО» приведен на рисунке 1.2.

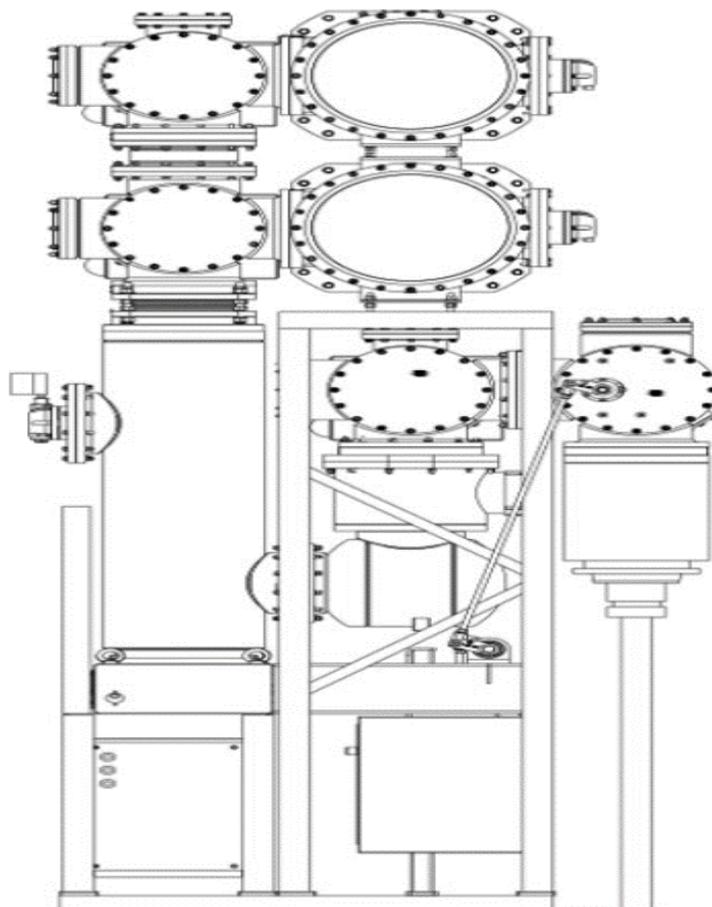


Рисунок 1.2 – КРУЭ 110 кВ ЗАО «ЗЭТО»

Другие компании производители КРУЭ-220 кВ собирающие их в России приведены в таблице 7 [12].

Таблица 7 - КРУЭ-220 кВ, производимые и собираемые в России

Марка/Изготовитель	1/3 фазное исп., ссылка на тех. описание	Наличие аттестации* в ПАО«Россети»
		ПАО «ФСК_ЕЭС»
1	2	3
ЯГГ-220 АО ВО «Электроаппарат», РФ, г. Санкт-Петербург	1 ф. [тех. описание]	12.06.2017
ЯЭГ-220 АО «Энергомеханический завод», РФ, г. Санкт-Петербург	1 ф. [тех. описание]	20.12.2016
ЕКZF9-252 ООО «Евроконтракт – Высоковольтное оборудование»** РФ, МО, г. Балашиха	1 ф. [тех. описание]	
300 SR ООО «Хендэ Электросистемы», РФ, Приморский край, г. Артем	1 ф. [тех. описание]	09.08.2016
ZF28-252 *** Sieyuan Electric Co. Ltd (КНР)	1 ф. [тех. описание]	18.09.2019 18.09.2019

Дополнительной инновацией в рассматриваемом КРУЭ является применение цифрового оборудования. Использование цифрового вторичного оборудования и комбинированные устройства защиты и управления обеспечивают:

- прозрачную интеграцию в системы управления производственными процессами;
- гибкую и максимально простую настройку с учетом новых состояний КРУЭ и благодаря этому эффективная эксплуатация.

В качестве цифровых трансформаторов тока и напряжения 220 кВ предлагается использовать оборудование компании АО «Профотек» [37].

При измерении тока лучше всего использовать оптические методы, так можно получить необходимые параметры сразу в оцифрованном виде. Также данный подход позволит получить более точные измерения напряженности и исключит погрешности. Использование на подстанциях подобных трансформаторов значительно увеличит качество технологии измерений, обеспечив переход к цифровизации и внедрению технологии Smart Grid .

В качестве РУ 10 кВ предлагается использовать ячейки КРН-4-10 (IV-10) производства ГК Энерготехмонтаж [23].

Ячейки КРН-4-10 (IV-10) выполняют следующие функции: принимают, распределяют и ведут учёт электрической энергии. Данные действия можно применять как в воздушных, так и кабельных сетях переменного тока напряжением 6 (10) кВ. Также ячейки имеют защитную функцию, например, при повреждении электрических сетей установленной мощности они могут локализовать этот участок, такие действия не допустят появления перебоев в электроснабжении для пользователей.

Секционирование КРУН 10 кВ выполняет еще несколько важных функций:

- в случае повреждения отдельного участка происходит его изоляция и автоматическое отключение;
- повторное включение на линии также осуществляется автоматически (АПВ);
- оперативные переключения в распределительной сети,
- учет расхода электрической энергии с классом точности 0,2S-1,0,

- автоматический ввод резерва (АВР) на базе двух пунктов секционирования,

- получение информации о параметрах работы оборудования выполняют устройства, работающие на базе микропроцессоров.

КРУН КРН-IV-10 – это металлическая конструкция, части которой (гнутые стальные профили) собираются и свариваются. Данное устройство предоставляет двусторонний способ обслуживания, а доступ к электрооборудованию облегчен из-за наличия дверей, которые находятся на двух сторонах устройства.

КРУН КРН-IV-10 состоит из отсеков, полученных с помощью наличия перегородок между ними. Каждый отсек выполняет свою функцию:

- первый выполняет функцию управления. Внутри него находятся все необходимые приборы и аппаратуры, отвечающая за измерения параметров и защиту системы;

- в остальных отсеках находиться высоковольтная аппаратура: вакуумные выключатели и выключатели нагрузки ВНА, разъединители и заземлители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений ОПН и т.д.

Устройство имеет сложную оперативную систему для своевременных блокировок в случае повреждений:

- 1) Включение и выключение шинного и линейного разъединителя при работающем высоковольтном выключателе;

- 2) Включение заземляющих ножей при включенных главных ножах разъединителя;

- 3) Включение главных ножей разъединителя при включенных заземляющих ножах;

- 4) Включение вакуумного выключателя при нахождении разъединителя в промежуточном положении;

- 5) Включение вакуумного выключателя при открытой задней дверце;

- 6) возможность доступа к оборудованию через заднюю дверь при работе вакуумного выключателя.

Существует возможность выполнения схем вторичных цепей оборудования на основе переменного или постоянного оперативного тока. При это должно быть обеспечено напряжение 110 В, 220 В. Ячейки могут быть использованы в роли секционного выключателя или разъединителя, линии, трансформатора и т.д.

Аналогичные КРУН КРН-IV-10 предлагаются «Производственно-коммерческой компанией «КЭРС» [20], ООО «ЭЛЕКТРОТЕХНИКА» [26], и т.д..

Кабельные системы 220 кВ необходимые для подключения ПС Раффлс так же представлены на Российском рынке отечественными производителями.

На основании открытых данных проведён анализ параметров кабельных линий предлагаемых на рынке различными производителями.

Характеристика КЛ из СПЭ на 220 кВ и информация о российских компаниях производителях приведена в таблице 8 [24, 49].

Данные таблицы дают возможность сделать вывод, что российские производители выпускают кабельные системы для разного назначения.

Таблица 8 - Анализ производителей КЛ из СПЭ на 220 кВ

Наименования предприятия	Тип кабеля	Напряжение, кВ	Технология	Сечение, мм <sup>2</sup>	Число жил
Камкабель	СПЭ	до 3	Силанольная сшивка	1,5-630	1-5
		6-35	Пероксидная сшивка	35-1000	1-3
		45-220	Пероксидная сшивка	50-2500	1
Кирскабель	СПЭ	6-35	Пероксидная сшивка	50-800	1-3
		110-220	Пероксидная сшивка	185-3000	1

Наименования предприятия	Тип кабеля	Напряжение, кВ	Технология	Сечение, мм <sup>2</sup>	Число жил
		330-500	Силанольная сшивка	500-3000	1
Эстралин	СПЭ	110-220	Пероксидная сшивка	185-2500	1

Для защиты питающих ЛЭП 220 кВ и трансформаторов ПС Раффлс 220 кВ предлагается использовать устройства РЗА российских производителей:

- АО «РАДИУС Автоматика»;
- Чебоксарский электроаппаратный завод;
- ООО "Юнител Инжиниринг";
- ООО «НПП Бреслер».

АО «РАДИУС Автоматика» - это отечественное предприятие, которое занимается научными разработками и непосредственным производством оборудования релейной защиты и автоматики для сетей от 0,4 кВ до 220 кВ. также в серийное производство на предприятии запущены устройства для мониторинга электрооборудования и линий передач. Оборудование данной компании достаточно надежно в использовании и обеспечивает непрерывный режим работы, предприятие гарантирует 25-летний срок службы. Производство АО «РАДИУС Автоматика» ориентирована на российский рынок, поэтому учитывает климатические условия нашей страны. Производитель заботится об удобстве, эффективности и пригодности для быстрого ремонта.

Оборудование АО «РАДИУС Автоматика» имеет большой спрос среди российских электростанций и эксплуатируется достаточно активно. Об это говорит статистика, ведь общее количество произведенных и установленных данным предприятием цифровых устройств РЗА составляет более 300 000 шт [18].

Основные направления деятельности Чебоксарского электроаппаратного завода [19]

- Проектирование систем электроснабжения объектов энергетики и промышленности

- Производство и поставка электротехнического оборудования 0,4-220 кВ, что включает в себя аппаратуру релейной защиты, низковольтную и высоковольтную аппаратуру, низковольтные комплектные устройства, электроприводы, комплектные распределительные устройства 6-10 кВ, открытые распределительные устройства 220 кВ;

- Оказание услуг по монтажу, пусконаладочным работам, гарантийному и сервисному обслуживанию поставленного электрооборудования;

- Выполнение генподрядных работ по строительству энергообъектов  
Чебоксарский электроаппаратный завод предлагает Электромеханические и микроэлектронные Устройства релейной защиты и автоматики на напряжение 0,4 – 1150 кВ [19]:

- Шкафы и панели защиты линий;
- Панели защиты трансформаторов и автотрансформаторов;
- Панели защиты шин;
- Шкафы автоматики;
- Шкафы и панели УРОВ;
- Панель АПВ;
- Панель сигнализации;

Следующим производителем в сфере релейной защиты и автоматизации (РЗМ) является «НПП Бреслер». Предприятие занимается научными изысканиями и производством оборудования для электроэнергетических сетей, представляющих микропроцессоры РЗА. На современных электростанциях применяется более 6 тысяч терминалов данного производителя, как в России, так и в других странах. За время существования «НПП Бреслер» разработало

большое количество изделий, позволяющих автоматизировать систему управления энергетических систем [21].

Работа данного предприятия основана на современных технологиях, имеется усовершенствованная производственная и техническая база. Оборудование закупается у ведущих мировых компаний [21].

ООО "Юнител Инжиниринг" - российская инжиниринговая компания, разработчик и производитель высококачественного оборудования и системных решений с заданными показателями надежности и безопасности, выполняет услуги по проектированию, поставке и техническому обслуживанию технологических систем для объектов топливно-энергетического комплекса и других отраслей промышленности [22].

#### **1.4. Выводы**

Таким образом, выполнен анализ проблем и особенностей рассматриваемого района проектирования.

Рассматриваемый район сети является проблемным с точки зрения подключений нагрузки.

В рассматриваемом районе ряд ВЛ 110 кВ представлен проводниками нескольких сечений в том числе и проводом М-70, что приводит к снижению надёжности электроснабжения потребителей и повышению вероятности отключения оборудования.

Подключаемая ПС 220 кВ должна быть спроектирована как подстанция нового поколения на российской технологической базе.

В главе показаны особенности подстанций нового поколения и проведён анализ возможных поставщиков оборудования: КРУЭ 220 кВ, измерительных трансформаторов тока и напряжения, комплектных распределительных устройств и устройств РЗА.

## 2. ОПИСАНИЕ ПОДКЛЮЧАЕМОЙ ПС РАФФЛС

### 2.1. Характеристика подключаемого объекта

Подключаемая ПС Раффлс осуществляется на территории Приморского края, в районе ПС 220 кВ Звезда и предназначена для покрытия дефицита мощности Судостроительного комплекса «Звезда».

Комплекс «Звезда» считается крупнейшим предприятием, занимающимся ремонтом подводных лодок. А также единственным на Дальнем Востоке, которое специализируется на подводных лодках и кораблях, работающих на атомной энергии. Осуществляют их ремонт, модернизируют с помощью нового оборудования. Предприятие достаточно большое, поэтому требуется четкое разделение производственных функций: корпусно-достроечный, цех агрегатного ремонта судового оборудования, инструментально-механический, ремонтно-монтажно-сдаточный, малярно-изоляционно-гуммировочный и столярный, трубомедницкий, цех обращения с радиоактивными отходами и отработавшим ядерным топливом, а также центральная заводская лаборатория, энерголаборатория и лаборатория сварки, аттестованные, аккредитованные и лицензированные органами Госстандарта России, Госгортехнадзора РФ, Российского Морского Регистра Судоходства и Госатомнадзора России [47].

Судостроительный комплекс существует уже 13 лет, за это время предприятие приобрело большой опыт, построена развитая инфраструктура в число которой входят и дополнительные производства, внедрены современные технологии. Поэтому АО ДВЗ «Звезда» осуществляет ремонт кораблей и судов различного назначения, занимается строительством не только судов, но комплектующих для них, например, металлоконструкций, простого оснащения и инструмента [47].

На рисунке представлена принципиальная схема генерального плана судостроительной верфи «Звезда»

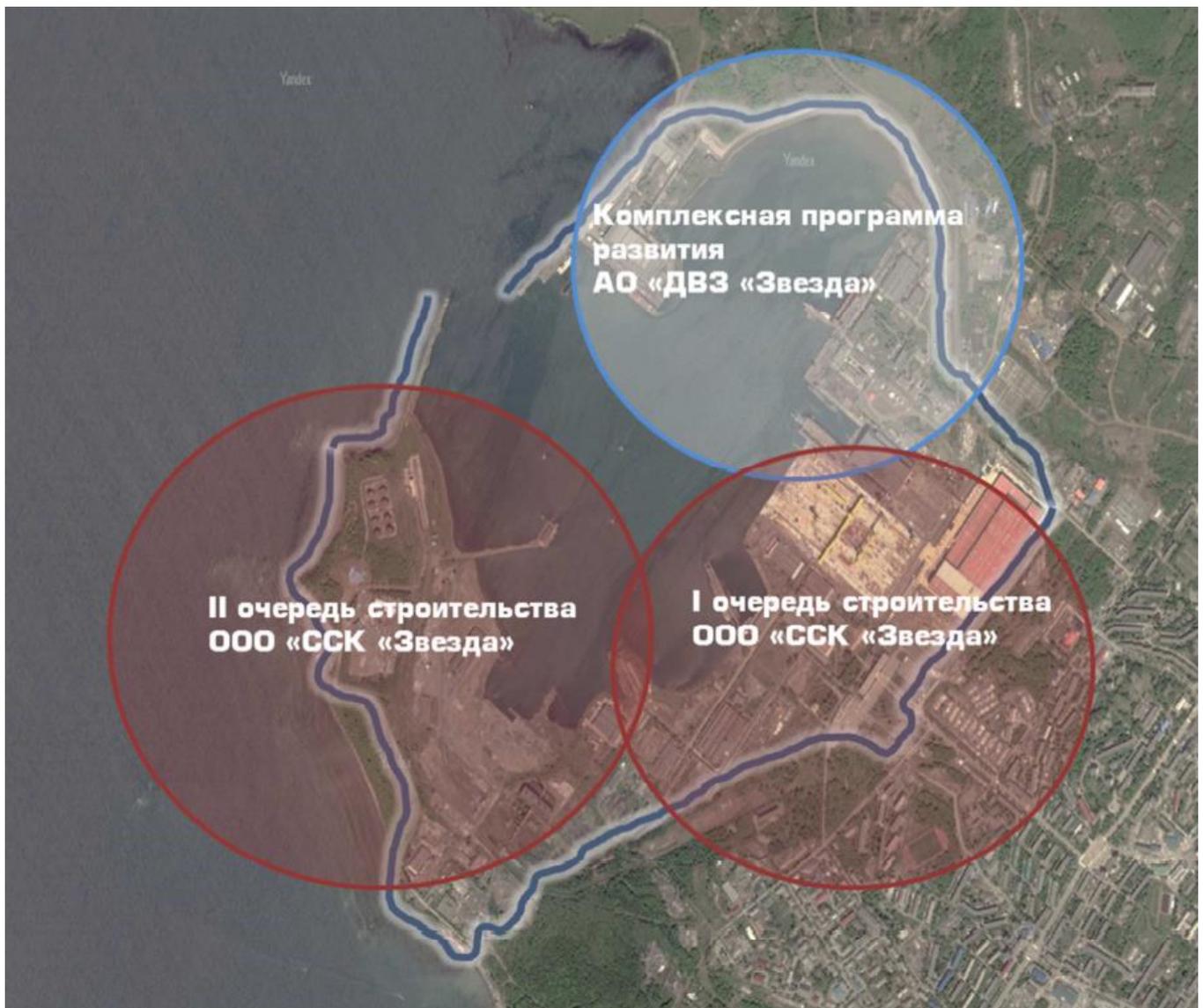


Рисунок 2.1 – Карта-схема размещения объектов ССК Звезда

Согласно баланса электрических нагрузок СК Звезда и ДВЗ Звезда на 2019-2024 гг., присоединение перспективных электрических нагрузок к электрическим сетям ожидается в период с 2022 года по 2024 год.

Суммарный дефицит электрической мощности в 2024 г. составит [47]:

- по объектам СК Звезда - 24,64 МВт;
- по объектам ДВЗ Звезда - 13,71 МВт.

Таким образом, для разработки схемы подключения ПС Раффслс принимается нагрузка равная 38 МВт. Для возможности применения решений с учётом перспективы требуется выполнить прогнозирование остальных нагрузок рассматриваемого района проектирования.

## 2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Целью данного пункта является расчет вероятностных характеристик нагрузок и прогноз этих нагрузок.

Для выполнения расчётов режимов и выбора оборудования на перспективный уровень нагрузок выполняется прогнозирование электрических нагрузок. За исходные данные принимаются данные контрольного замера 2021 года.

В данной диссертации спрогнозированы нагрузки рассматриваемого района на 5 лет, то есть до 2026 года.

В данном магистерском исследовании прогноз нагрузки осуществляется по формуле [4] :

$$P_{\text{прогн}} = P_{\text{ср}} \cdot (1+k)^{T_{\text{прогн}}-T_{\text{тек}}}, \quad (1)$$

где  $k$  – относительный прирост нагрузки (для Приморского края по данным в Схеме и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2022 - 2026 годы [44] среднегодовой прирост мощности - 2%).

$T_{\text{прогн}}-T_{\text{тек}}$  – разность года на который выполняется прогнозированием и текущего года (принимаем равным 5);

$P_{\text{ср}}$  – средняя мощность на текущий период.

Прогнозирование выполняется для узлов нагрузки используемых в расчётах режимов.

В данном магистерском исследовании средняя мощность определяется через коэффициент максимума ( $k_m$ ) по выражению:

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{max}}}{k_m}. \quad (2)$$

В данном магистерском исследовании эффективная мощность определяется выражению:

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (3)$$

Для расчета примем, что коэффициент формы  $k_{\phi} = 1,15$ , а коэффициент максимума  $k_{max} = 1,2$  [4].

Вероятностные характеристики для реактивной мощности определяются посредством умножения характеристик активной мощности на коэффициент реактивной мощности:

$$Q = P \cdot tg\varphi, \quad (4)$$

где  $tg\varphi$  – коэффициент реактивной мощности [30].

Расчёты по прогнозированию выполнены в программе MS Excel 2010.

Результаты расчёта прогнозируемых значений максимальной и средней мощности приведены в таблице 9.

Таблица 9 — Вероятностные характеристики

Номер узла	Название узла нагрузки	P_max, МВт	Pmax_прогноз, МВт	Pcp_прогноз, МВт	Pэф_прогноз, МВт
1	2	3	4	5	6
41	Владивосток 220	110,0	121,4	101,21	105,6
11	Находка	67,2	74,2	61,83	64,5
28	Раффлс		38,0	31,67	33,0
12	Широкая 110	35,0	38,6	32,20	33,6
17	Угольная	31,2	34,4	28,71	30,0
4	Береговая-2 110	24,5	27,1	22,55	23,5
18	Екатериновка	22,1	24,4	20,33	21,2
10	С-55	21,0	23,2	19,32	20,2
9	Промысловка	15,7	17,3	14,45	15,1
2	Смоляниново тяговая	14,7	16,2	13,52	14,1
19	Голубовка	12,1	13,4	11,13	11,6
3	Береговая-1	10,7	11,8	9,81	10,2
60	Звезда	7,0	60	55,3	27
20	АТЭС 220	11,0	12,1	10,12	10,6

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
13	Находка тяговая	5,6	6,2	5,15	5,4
42	Аэропорт	4,0	4,4	3,68	3,8
8	178-Ф	4,0	4,4	3,68	3,8
15	Восточная тяговая	3,8	4,2	3,50	3,6
24	Козьмино 220	2,7	3,0	2,53	2,6
7	Подъяпольск	2,3	2,5	2,12	2,2
5	Топаз	1,9	2,1	1,75	1,8
51	Топаз 2	1,8	2,0	1,66	1,7
6	Новый мир	1,8	1,9	1,62	1,7
31	Садовая	1,3	1,4	1,20	1,2
22	Перевал	1,3	1,4	1,20	1,2

Проведенные выше расчеты по определению объема потребляемой мощности позволят нам вычислить режимы работы сети, на основе которых мы подберем мероприятия для усиления сетей 110 -220 кВ при подключении дефицитной нагрузки завода Звезда с чётот перспективы роста остальной нагрузки.

### 2.3 Разработка вариантов подключения объекта

Учитывая проблемы с перегрузкой сети 110 кВ рассматриваемого района проектирования, описанные в Главе 1, предложены варианты развития электрической сети для подключения ПС Раффлс на напряжении 220 кВ:

- Вариант № 1. Подключение ПС 220 кВ Раффлс к существующей ПС 220 кВ Звезда; Строительство ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 вторая цепь.
- Вариант № 2. Подключение ПС 220 Раффлс к ПС 220кВ Звезда и к ПС 500 кВ Владивосток.
- Присоединение ПС 220 кВ Раффлс к ВЛ 220 кВ Звезда – Перевал с образованием ВЛ 220 кВ Звезда – Раффлс и ВЛ 220 кВ Раффлс - Перевал. Строительство ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 вторая цепь.

Так как подключаемая подстанция ПС Раффлс находится на территории города Большой камень, то в каждом из вариантов применён кабельный

участок. В диссертации предложено использование кабеля из сшитого полиэтилена, применение которого обосновано многолетним опытом, удобством монтажа [24, 39, 40].

В варианте № 1 ПС 220 кВ Раффлс подключается двумя кабельными линиями к ПС 220 Звезда. Для этого необходимо реконструировать РУ 220 кВ ПС Звезда: преобразование схемы РУ 220 кВ четырёхугольник в схему шестиугольник.

В варианте №1 примем схему РУ 220 кВ ПС Раффлс два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии. Данная схема представлена на рисунке 2.3.

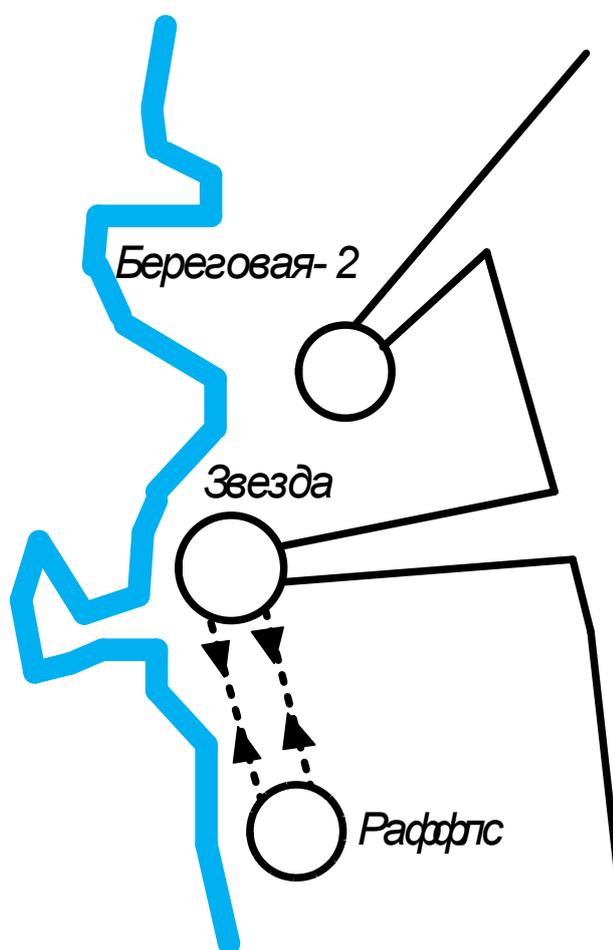


Рисунок 2.2 – Схема подключения по варианту № 1

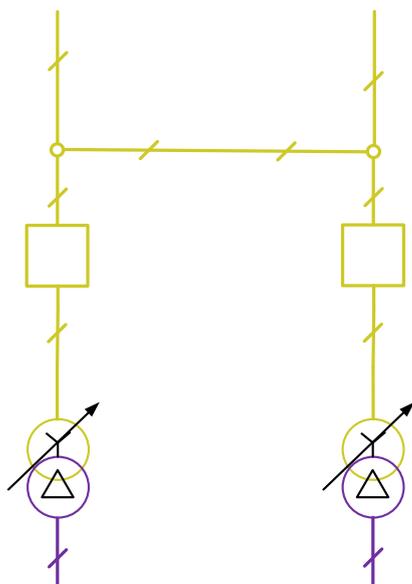


Рисунок 2.3 – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

Однолинейная схема подключения по варианту №1 приведена на рисунке 3, а также на листе 2 графической части.

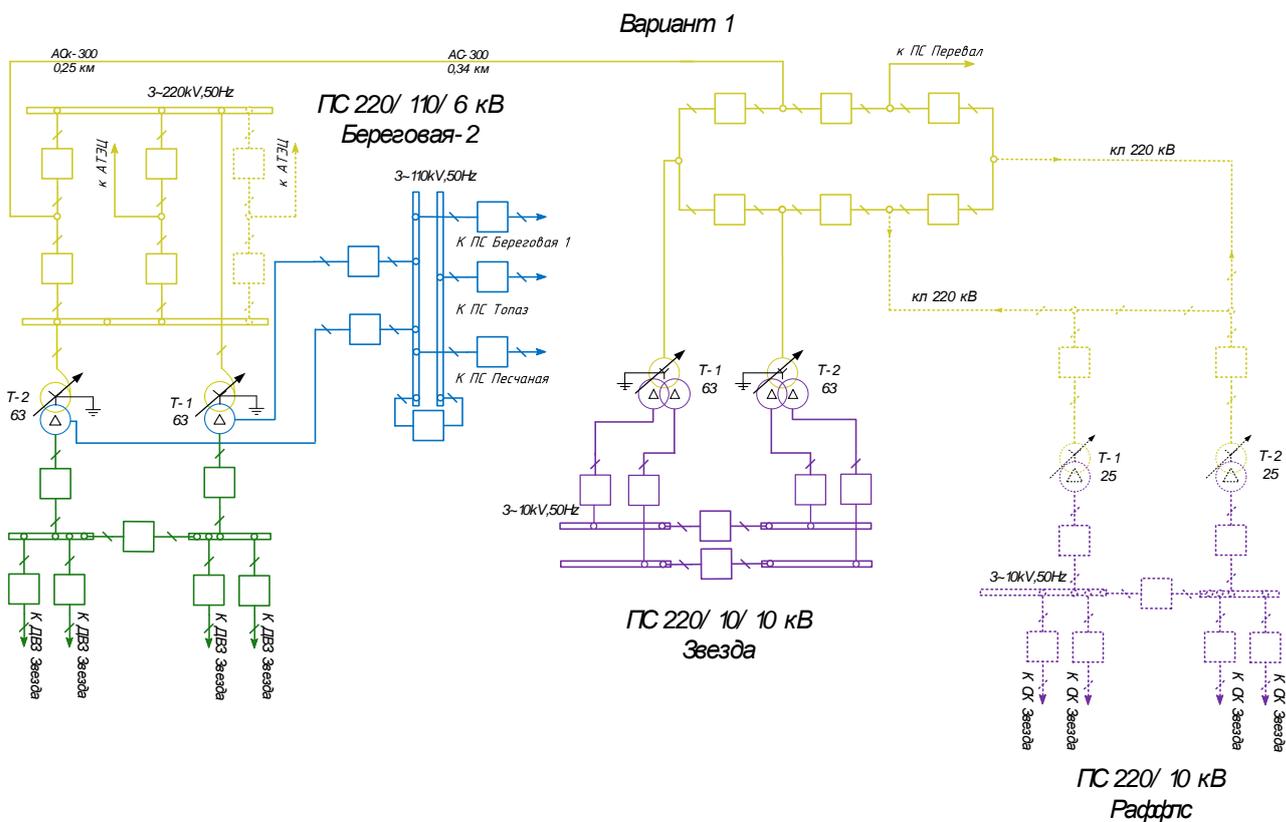


Рисунок 2.4 – Однолинейная схема подключения по варианту № 1

На схеме № 2 ПС Раффлс подключается к ПС 220 Звезда через одноцепную кабельную линию 220 кВ и через одноцепную кабельно-воздушную линию 220 кВ к ПС 500 Владивосток. Для этого требуется реконструкция РУ ПС Звезда и ПС Владивосток, необходимо строительство одноцепной ВЛ 220 кВ от ОРУ 220 кВ ПС Владивосток длиной 65 км, строительство КЛ 220 кВ от ОРУ 220 кВ ПС Раффлс длиной 2,5 км (заход на ПС Раффлс) и подключение к воздушному участку линии Владивосток - Раффлс, а так же строительство одноцепной КЛ 220 кВ от ОРУ 220 кВ ПС Звезда до ПС Раффлс длиной линии 2,5 км и

В варианте №2 РУ 220 кВ ПС Раффлс необходимо выполнить по схеме четырехугольник. Данная схема представлена на рисунке 2.5.

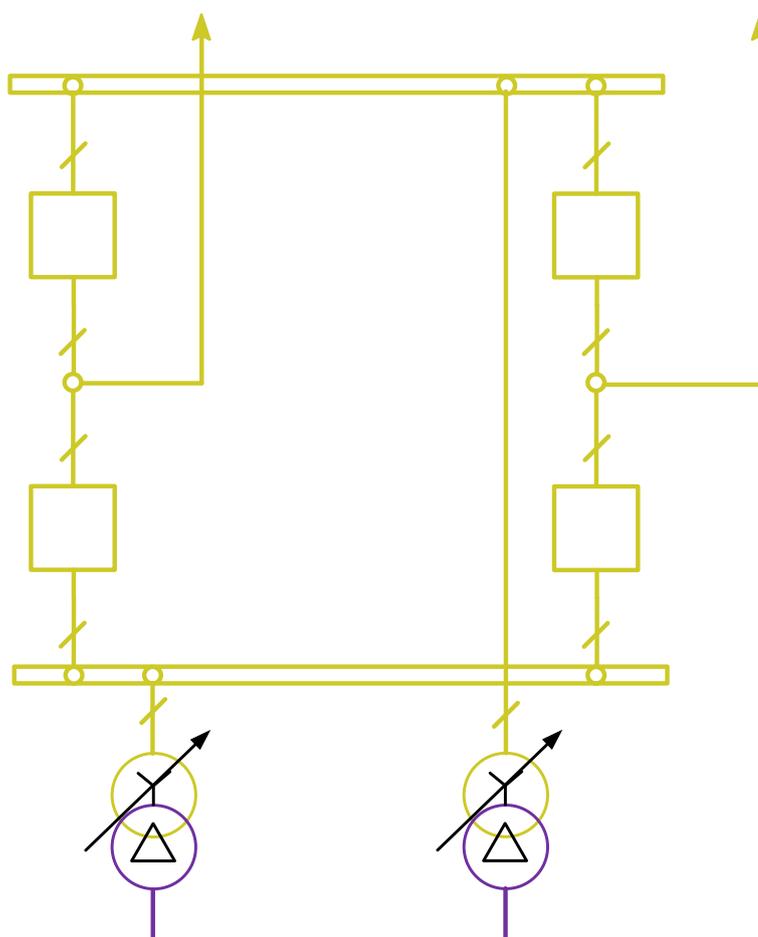


Рисунок 2.5 – Четырехугольник

Однолинейная схема подключения по варианту №2 приведена на рисунке 5, а также на листе 2 графической части.

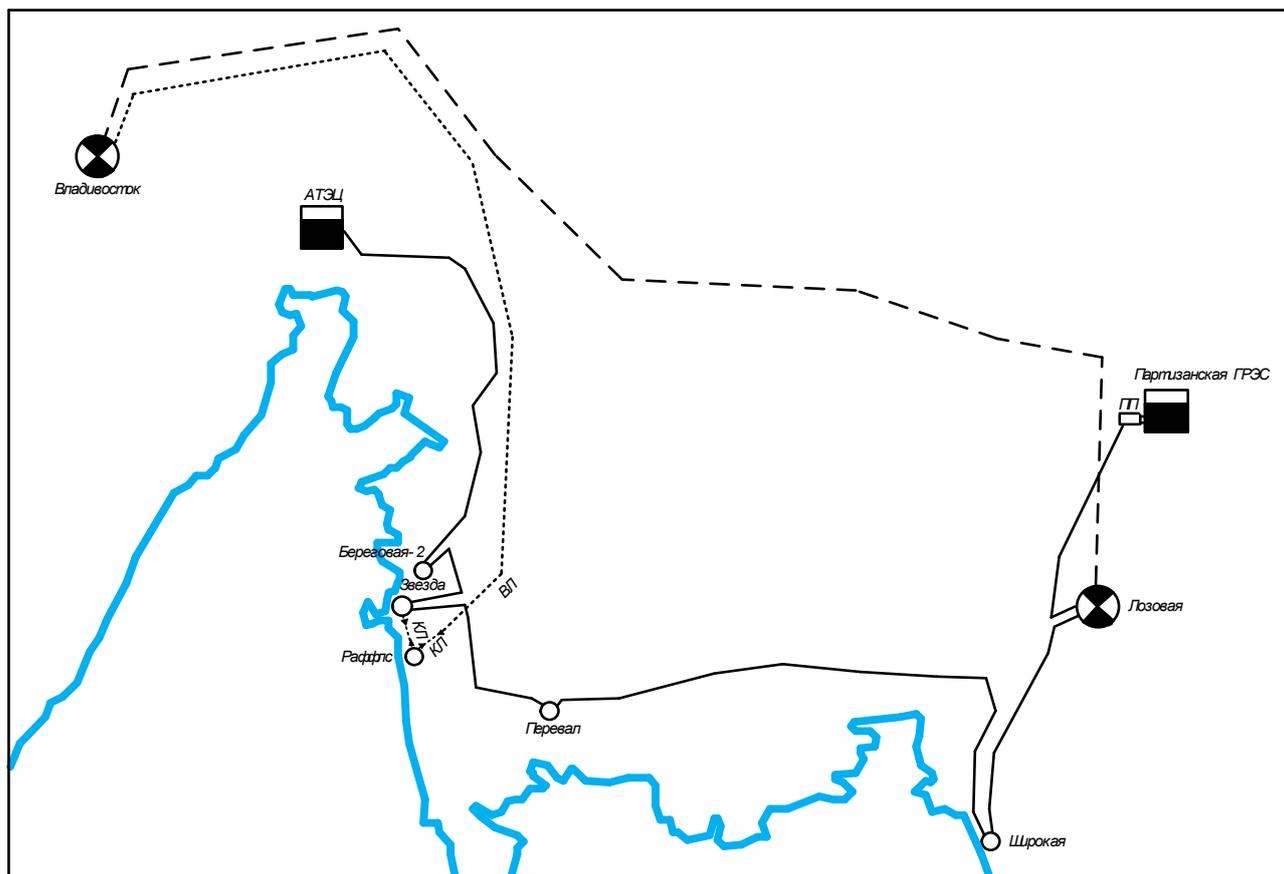


Рисунок 2.6 – Схема подключения по варианту № 2

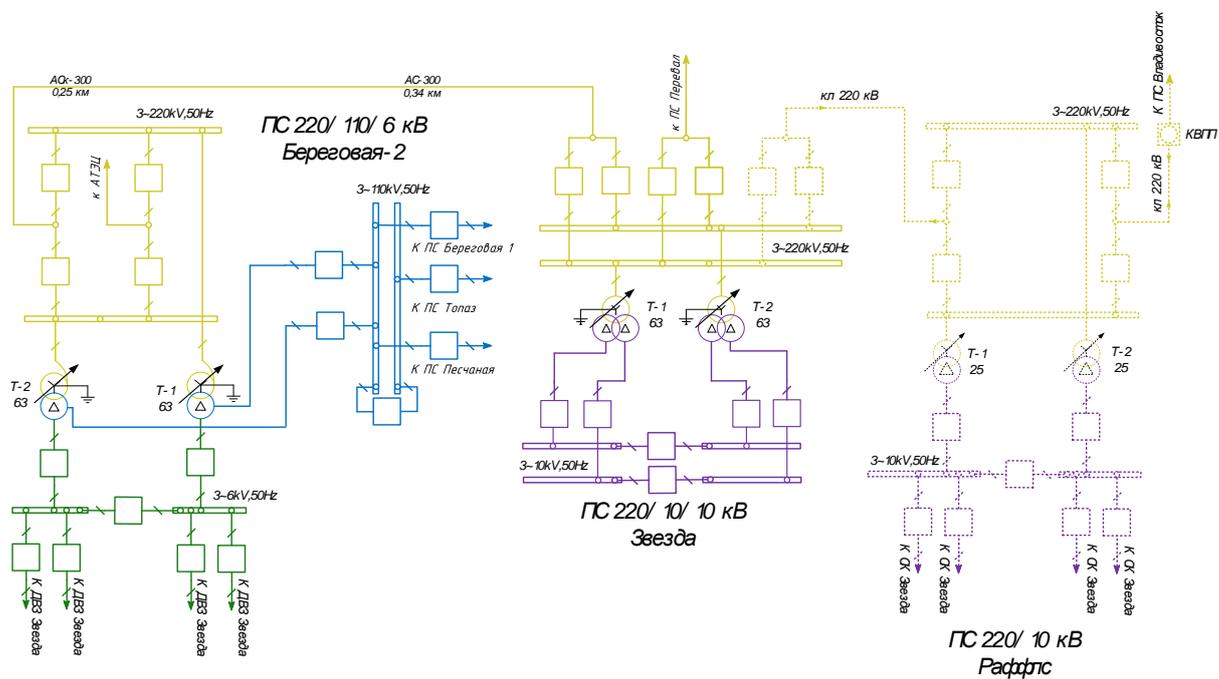


Рисунок 2.7 – Однолинейная схема подключения по варианту № 2

В варианте № 3 подключение ПС 220 кВ Раффлс предлагается выполнить в рассечку ВЛ 220 Звезда – Перевал.

В варианте № 3 РУ 220 кВ ПС Раффлс необходимо выполнить по схеме четырехугольник. Длина кабельной линии в данном варианте составит 2х 1,25 км. Основным достоинством данного варианта является минимальная протяжённость строящихся кабельных линий и отсутствие реконструкции ПС Звезда.

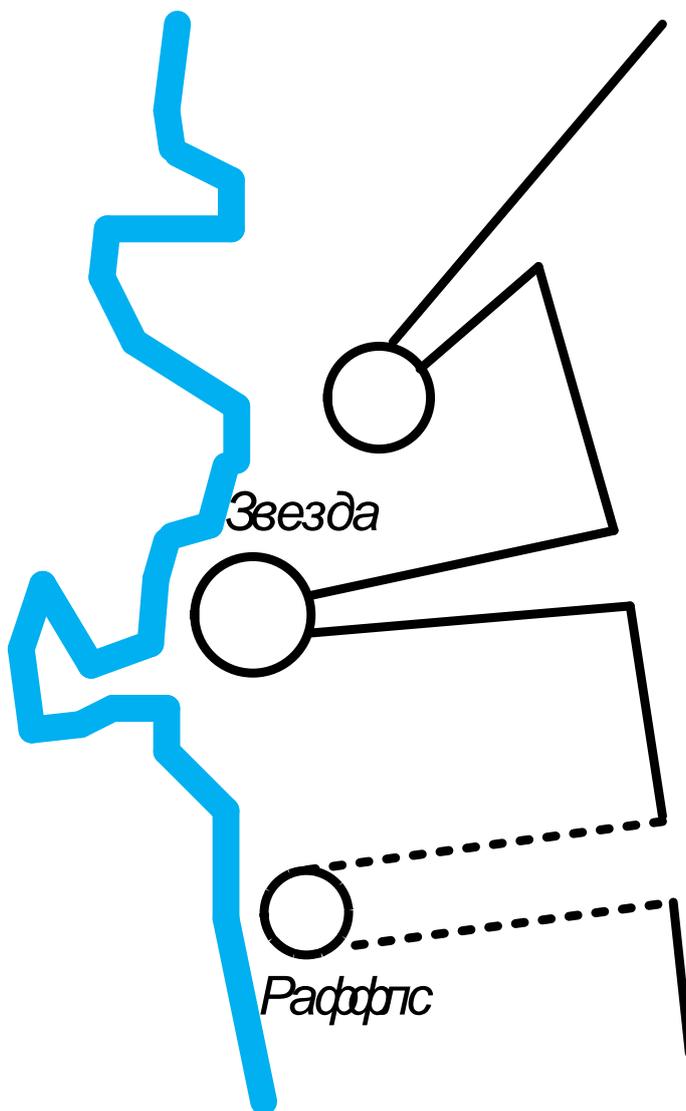


Рисунок 2.8 – Карта-схема подключения по варианту № 3

Однолинейная схема подключения по варианту №3 приведена на рисунке 7, а также на листе 2 графической части.

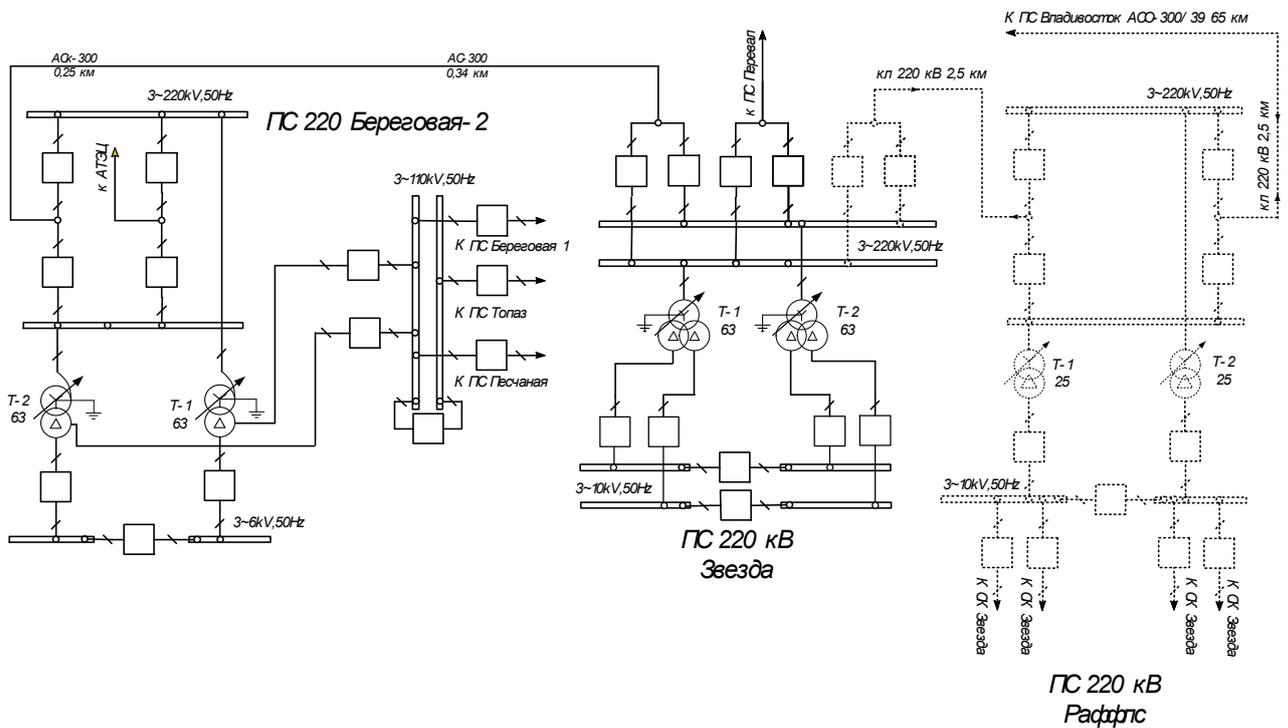


Рисунок 2.9 – Однолинейная схема подключения по варианту № 3  
 Далее определим технические параметры предлагаемых вариантов

## 2.4 Определение параметров предлагаемых вариантов

### Выбор компенсирующих устройств

Если на электростанции отсутствуют устройства компенсирующие реактивную мощность, то происходит увеличение потоков реактивной мощности в сети. В свою очередь это отразится на потребителях: повысятся тарифы за электроэнергию, появятся перебои в электроснабжении и ухудшится его качество и надежность. А также энергетические предприятия начнут терпеть убытки.

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого либо среднего напряжения. Определим требуемую мощность КУ:

$$Q_{KV_i} = P_{\max} \cdot (tg \varphi_{зad_i} - tg \varphi_p), \quad (5)$$

где  $P_{\max}$  – максимальная мощность, МВт;

$tg\varphi_{задi}$  – фактический коэффициент реактивной мощности нагрузки;

$tg\varphi_p$  – допустимый коэффициент реактивной мощности, установленный

Порядком расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 [30].

Принимаем  $tg\varphi_p = 0,4$ .

Так как  $tg\varphi_{задi} - tg\varphi_p = 0$ , то компенсация реактивной мощности не требуется.

#### *Выбор сечения воздушных линий электропередачи*

Выбор сечения проводов воздушных линий производится несколькими методами [4]. В данной работе выбор сечения выполним методом экономических токовых интервалов. Выбранные сечения проводов будут проверяться при расчетах послеаварийных режимов.

Для Подключения ПС Раффлс необходимо провести строительство линии электропередачи длиной 65 км.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{rij} = I_{maxij} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (6)$$

где  $I_{rij}$  – расчётный ток, А;

$I_{maxij}$  – максимальный ток, А;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы ( $T_M$ ).

Для воздушных линий 110 – 220 кВ,  $\alpha_i$  принимается равным 1,05;  $\alpha_r$ , равным 1 по времени использования часов максимальной нагрузки.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{P_{\max ij}^2 + Q_{\text{неск}ij}^2}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (7)$$

где  $I_{\max ij}$  – максимальный ток, кА;

$P_{\max ij}$ ,  $Q_{\text{неск}ij}$  – потоки активной максимальной и максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии, МВт, Мвар;

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей;

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

Расчетный ток на участке Владивосток – Раффлс.

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{57,1^2 + 38,7^2}}{220 \cdot \sqrt{3}} = 0,181 \text{ кА};$$

$$I_{\text{р}ij} = 0,181 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,190 \text{ кА}.$$

Исходя из полученных результатов, примем к использованию провод марки АС-300/39 [1, 14, 28]. Длительно допустимый ток для данного провода 710 А. Результаты выбора сечений ВЛ сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – выбор параметров ВЛ

№ В-та	Линия	Расчетный ток	Длина, км	Допустимый ток кабеля	Марка
1	ПС Владивосток – Береговая-2	208	62	710	АС-300/39

№ В-та	Линия	Расчетный ток	Длина, км	Допустимый ток кабеля	Марка
2	Владивосток – Раффлс	203	65	710	АС-300/39
3	ПС Владивосток – Береговая-2	181	62	710	АС-300/39

### *Выбор сечений кабельных линий электропередач*

Для подключения ПС Раффлс на территории города Большой Камень необходима прокладка КЛ. Учитывая современных подходы к строительству кабельных линий предлагается использовать кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена [39, 40].

Выбор номинального сечения жил выполняется с помощью таблиц длительно допустимых токов на основании протекающих токов по кабелю. При выборе учитываются условия прокладки, расположения кабелей.

Пример выбора кабельной линии (КЛ) покажем на примере линии Звезда - Раффлс в варианте №2, по методике, приведенной в [40].

При прокладке в земле длительно допустимые токи рассчитываем для расположения кабелей в горизонтальной плоскости для глубины прокладки 1 м, расстояния между цепями 0,8 м, удельного термического сопротивления грунта 1,2 К·м/Вт коэффициента нагрузки 1,0.

$$I_{\text{дл}} = I_p \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \dots \cdot k_n; \quad (8)$$

$k_1 = 1$  – Поправочный коэффициент на глубину прокладки 1 м.

$k_2 = 1,2$  – Поправочный коэффициент на термическое сопротивление грунта.

$k_3 = 1$  – Поправочный коэффициент на температуру грунта +15 °С.

Определяем расчетный ток в нормальном режиме:

$$I_{P(i)} = \frac{S_{\max i}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n} \cdot 10^3; \quad (9)$$

где  $S_{\max i}$  – модуль полной мощности;

$$I_{P(III)} = \frac{\sqrt{72,6^2 + 39,1^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 203 \text{ A};$$

Расчетный ток одной цепи линии составит:

$$I_{p.l.} = 203 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot 1 = 243,6 \text{ A};$$

Выбранное сечение КЛ из СПЭ для класса номинального напряжения 220 кВ равно 400 мм<sup>2</sup> с допустимым током 667 А, при прокладке в земле, кабели расположены в горизонтальной плоскости, экраны соединены по системе правильной транспозиции.

В итоге выбираем кабель марки 1хАПвПу2г3х-220-1х400/225.

Расчет по остальным линиям проведен аналогично и результат представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор кабельных линий (кабельных участков)

Линия	Расчетный ток	Ток в П/А режиме	Длина, км	Допустимый ток кабеля	Марка
Вар 1 ПС Раффлс – ПС Звезда	53	107	2,5	358	АПвПу2г3х-220-1х185/50
Вар 2 ПС Раффлс – Звезда	217	327	2,5	667	АПвПу2г3х-220-1х400/50
Вар 3 ПС Раффлс – рассечка линии	187	604	2,1	758	АПвПу2г3х-220-1х1000/50

*Выбор числа и мощности силовых трансформаторов*

Мощность силовых трансформаторов определяется исходя из значений средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности.

Количество трансформаторов на подстанции определяется категорией по надежности электроснабжения. Для 1 и 2 категории надёжности потребителей на подстанциях необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов.

Расчетная мощность трансформаторов выбирает из каталога по выражению, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (10)$$

где  $n$  – число трансформаторов, установка которых требуется на ПС;

$K_3$  – коэффициент загрузки (принимается равным 0,625); [31]

$P_{срi}$  – среднее значение активной мощности;

$Q_{нескi}$  – некомпенсированная мощность.

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{31,67^2 + 12,8^2}}{2 \cdot 0,625} = 27,32 \text{ МВА.}$$

Выбираем трансформатор ТДН-25000/220 [1, 39].

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{\text{ном}} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}}. \quad (11)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,4 – 0,8.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{31,67^2 + 12,8^2}}{2 \cdot 25} = 0,546.$$

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{ТРном}}, \quad (12)$$

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{31,67^2 + 12,8^2}}{25} = 1,09.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме не должен превышать значения 1,25 согласно [31]. Выбранный трансформатор проверен, удовлетворяет предъявляемым требованиям.

Для определения необходимости дополнительного усиления сети и оптимального варианта подключения требуется выполнить расчёты электрических режимов согласно требованиям ГОСТ 58670-2019 и Методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем.

## 2.5. Выводы

В данной главе предложены варианты подключения ПС 220 кВ Раффлс

Определены предварительные параметры данных вариантов.

Для проверки предложенных вариантов требуется выполнить расчёты режимов.

## 3 РАСЧЁТЫ РЕЖИМОВ И ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ КАБЕЛЯ

### 3.1. Расчёты установившихся режимов

В данном пункте производится расчет максимального режима после реконструкции сети. В ходе расчёта режимов определяются токовые загрузки ЛЭП, трансформаторов и оценивается их допустимость в нормальных и послеаварийных режимах.

Для расчёта режимов выбран участок сети 110-220-500 кВ от подстанции 500 кВ Лозовая то подстанции 500 кВ Владивосток.

Балансирующий узел задан на подстанции 500 кВ Лозовая.

Перетоки мощности с Артёмовской ТЭЦ Партизанской ГРЭС эквивалентированы путём суммирования отходящих и входящих потоков мощности. Генераторы на шинах электрических станций с эквиваленте равны к узлу высокого напряжения 110 или 220 кв. Это сделано для экономии узлов в схеме

Параметры линий трансформаторов определяются с использованием справочных данных [1, 4, 8, 14].

Режим сформирован по нагрузкам 2021 года схема потока распределения Приморского РДУ, полученного при прохождении преддипломной практики.

На графической схеме сети 500 кВ изображены чёрным, сети 220 кВ отображены красным цветом, сети 110 кВ отображены синим цветом.

Смоделированная схема представлена 34 узлами и 45 ветвями линий и трансформаторов.

Нормальный режим по максимальным нагрузкам 2021 года приведён на рисунке 3.1

По результатам расчётов режимов необходимо оценить загрузку элементов сети в нормальных и послеаварийных режимах и проверить отклонение напряжения в центрах питания от номинального и, если потребуется произвести регулировку напряжения с помощью устройств РПН.

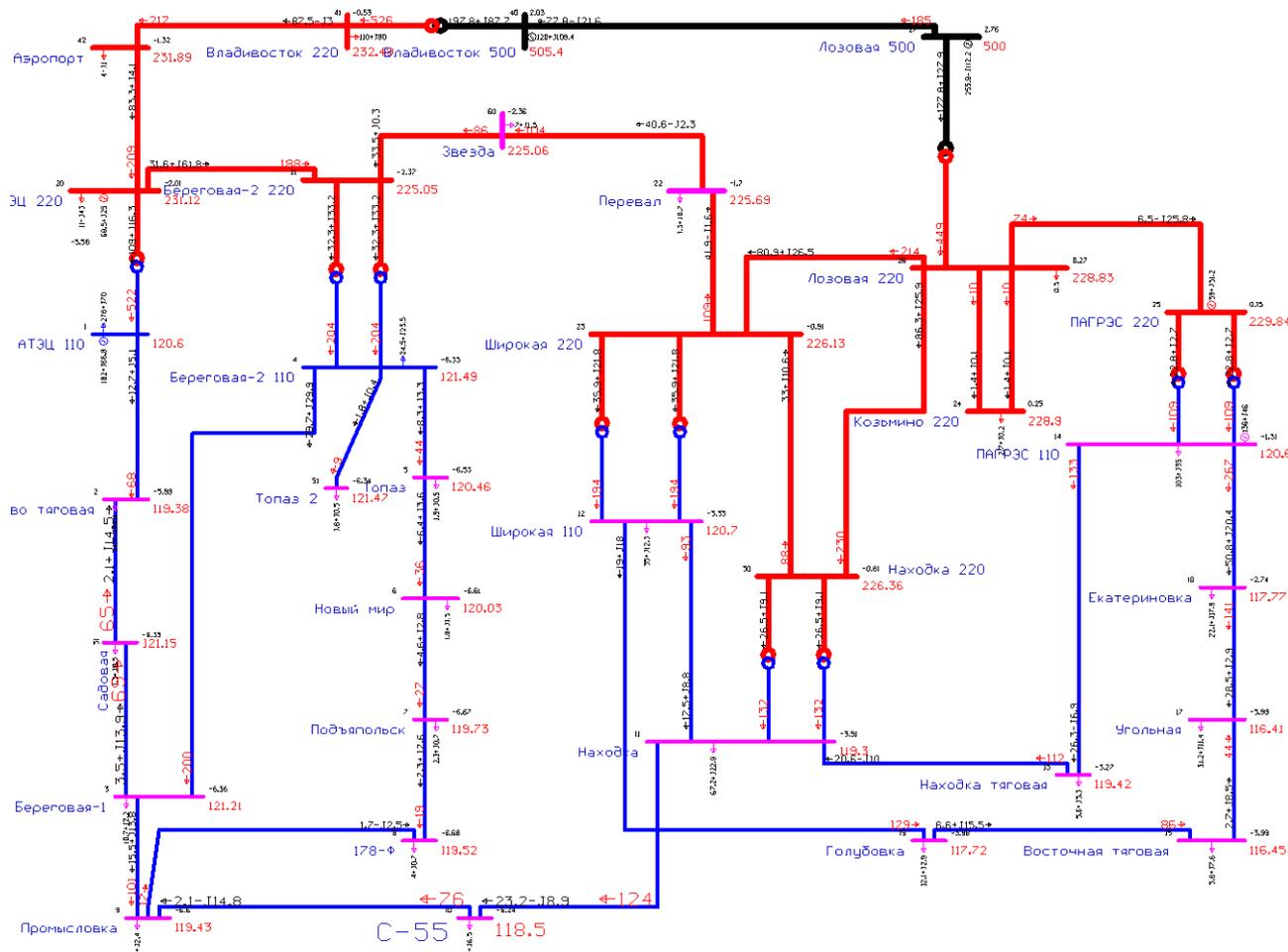


Рисунок 3.1 – Режим работы рассматриваемого участка сети на контрольный день замеров 2021 года.

Параметры режима в по нагрузкам 2021 года приведён в таблицах 3.1 и 3.2.

Таблица 12 - Узлы (режим по нагрузкам 2021 года).

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	АТЭЦ 110	110	278	70	182	66,8	120,6
Нагр	2	Смоляниново тяговая	110	14,7	20,4			119,4
Нагр	3	Береговая-1	110	10,6	2,2			121,2
Нагр	4	Береговая-2 110	110	24,5	23,5			121,5
Нагр	5	Топаз	110	1,9	0,5			120,5
Нагр	6	Новый мир	110	1,7	1,3			120,0

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	7	Подъяпольск	110	2,3	0,7			119,7
Нагр	8	178-Ф	110	4	0,7			119,5
Нагр	9	Промысловка	110	15,7	2,4			119,4
Нагр	10	С-55	110	21	6,5			118,5
Нагр	11	Находка	110	67,2	22,9			119,3
Нагр	12	Широкая 110	110	35	12,3			120,7
Нагр	13	Находка тяговая	110	5,6	3,3			119,4
Ген	14	ПАГРЭС 110	110	103	35	136	46,0	120,6
Нагр	15	Восточная тяговая	110	3,8	7,6			116,4
Нагр	17	Угольная	110	31,2	11,4			116,4
Нагр	18	Екатериновка	110	22,1	17,9			117,8
Нагр	19	Голубовка	110	12,1	2,857637			117,7
Нагр	20	АТЭС 220	220	11	-43	68,5	25	231,1
Нагр	21	Береговая-2 220	220					225,0
Нагр	22	Перевал	220	1,3	0,7			225,7
Нагр	23	Широкая 220	220					226,1
Нагр	24	Козьмино 220	220	2,74	0,21			228,9
Нагр	25	ПАГРЭС 220	220			39	31,2	229,8
Нагр	26	Лозовая 220	220	0,32				228,8
База	27	Лозовая 500	500			255,8	- 112,2	500,0
Нагр	28	Звезда 110	110	38	15			
Нагр	30	Находка 220	220					226,4
Нагр	51	Топаз 2	110	1,8	0,5			121,5
Нагр	60	Звезда	220	7	1,5			225,1
Нагр	31	Садовая	110	1,3	0,5			121,1
Ген	40	Владивосток 500	500			120	109,4	505,4

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	41	Владивосток 220	220	110	80			232,5
Нагр	42	Аэропорт	220	4	-1			231,9

Из результатов расчёта режимов видно, что напряжения в сети находятся в допустимых пределах: отклонения напряжения находятся в пределах  $\pm 10\%$  что соответствует ГОСТ 32144-2013 [5].

Таблица 13 – Ветви (режим по нагрузкам 2021 года).

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	1	2	АТЭЦ 110 - Смоляниново тяговая	6,728	11		-64		-12,7	-5,1	67,5
ЛЭП	4	3	Береговая-2 110 - Береговая-1	0,423	0,703		-4,5		-29,7	-29,9	200,5
ЛЭП	4	5	Береговая-2 110 - Топаз	10,272	10,656		-61,2		-8,3	-3,3	44,2
ЛЭП	4	51	Береговая-2 110 - Топаз 2	0,621	0,881		-5,298		-1,8	-0,4	8,9
ЛЭП	5	6	Топаз - Новый мир	4,28	6,07		-36,54		-6,4	-3,6	36,4
ЛЭП	6	7	Новый мир - Подъяпольск	4,1	5,815		-34,9		-4,6	-2,8	27,3
ЛЭП	7	8	Подъяпольск - 178-Ф	3,457	5,929		-36,9		-2,3	-2,6	18,8
ЛЭП	8	9	178-Ф - Промысловка	3,792	6,301		-37,48		1,7	-2,5	16,7
ЛЭП	9	10	Промысловка - С-55	4,642	7,97		-47,52		2,1	-14,8	75,7
ЛЭП	10	11	С-55 - Находка	11,91	19,811		-118,32		23,2	-8,9	123,9
ЛЭП	11	12	Находка - Широкая 110	4,51	10,548		-68,7		17,5	8,8	94,8
ЛЭП	11	13	Находка - Находка тяговая	3,57	5,953		-35,27		20,6	-10,0	111,8
ЛЭП	13	14	Находка тяговая - ПАГРЭС 110	9,628	15,92		-93,5		26,3	-6,9	133,4
ЛЭП	12	19	Широкая 110 - Голубовка	5,438	13,876		-71,22		-19,0	-18,0	128,6
ЛЭП	19	15	Голубовка - Восточная тяговая	3,19	8,136		-54,175		-6,6	-15,5	86,1
ЛЭП	15	17	Восточная тяговая - Угольная	0,178	0,454		-3,02		-2,7	-8,5	44,4
ЛЭП	17	18	Угольная - Екатериновка	4,534	10,926		-72,585		28,5	2,9	141,8
ЛЭП	18	14	Екатериновка - ПАГРЭС 110	3,227	8,227		-54,782		50,8	20,4	268,6
Тр-р	20	1	АТЭЦ 220 - АТЭЦ 110	0,6	30,4	2,4	18,9	0,526	-109,0	-16,3	275,3
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2,8	104	0,85	5,95	0,578696	-32,3	-33,2	118,9
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2,8	104	0,8	6	0,578696	-32,3	-33,2	118,9

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Тр-р	30	11	Находка 220 - Находка	2,8	104	0,8	6	0,536609	-26,5	-9,1	71,4
Тр-р	30	11	Находка 220 - Находка	2,8	104	0,8	6	0,536609	-26,5	-9,1	71,4
ЛЭП	22	60	Перевал - Звезда	3,6	14,4		-89		-40,6	2,3	104,0
ЛЭП	22	23	Перевал - Широкая 220	3,949	16,3		-106,6		41,9	-1,6	108,6
ЛЭП	20	21	АТЭЦ 220 - Береговая-2 220	4,439	19,433		-		-31,6	-61,8	187,6
Тр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1,03	59,2	1,23	11,81	0,54713	-35,9	-21,8	107,3
Тр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1,03	59,2	1,2	11,8	0,54713	-35,9	-21,8	107,3
Тр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1,03	59,2	1,2	11,8	0,526	-22,8	-2,7	57,6
Тр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1,03	59,2	1,2	11,8	0,526	-22,8	-2,7	57,6
ЛЭП	24	26	Козьмино 220 - Лозовая 220	3,05	11,75		-70,3		1,4	0,1	9,7
ЛЭП	24	26	Козьмино 220 - Лозовая 220	3,05	11,75		-70,3		1,4	0,1	9,7
ЛЭП	25	26	ПАГРЭС 220 - Лозовая 220	2,058	9,009		-55,44		6,5	-25,8	74,0
Тр-р	27	26	Лозовая 500 - Лозовая 220	0,97	61,1	1,51	24,16	0,46	-177,8	-27,9	207,8
ЛЭП	23	30	Широкая 220 - Находка 220	0,68	2,96		-18,2		33,0	10,6	88,4
ЛЭП	26	30	Лозовая 220 - Находка 220	2,7	12,2		-76		-86,3	-25,9	230,4
ЛЭП	3	9	Береговая-1 - Промысловка	5,7	9,02		-53		-15,5	-13,8	101,2
ЛЭП	21	60	Береговая-2 220 - Звезда	0,06	0,25		-1,6		33,5	0,3	85,9
ЛЭП	23	26	Широкая 220 - Лозовая 220	3,17	14,16		-87,3		80,9	26,5	217,3
Тр-р	40	41	Владивосток 500 - Владивосток 220	0,84	56,9	0,6	1,3	0,469	-197,8	-87,7	247,2
ЛЭП	41	42	Владивосток 220 - Аэропорт	1,6	8,57		-135,5		-87,5	3,0	217,5
ЛЭП	42	20	Аэропорт - АТЭЦ 220	1,47	7,86		-130,8		-83,3	-4,1	209,1
ЛЭП	40	27	Владивосток 500 - Лозовая 500	4,08	37,2		-476,4		77,8	-21,6	185,2

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	2	31	Смоляниново тяговая - Садовая	8,7	13,87		-83		2,1	14,5	70,7
ЛЭП	3	31	Береговая-1 - Садовая	0,3	0,48		-2,9		-3,5	-13,9	68,6

Для моделирования варианта № 1 в расчётную схему 2021 года внесены нагрузки, спрогнозированные на 2026 год, добавлены кабельные линии 220 кВ от ПС Звезда до ПС Раффлс. При этом нагрузка подстанции 220 кВ Звезда принята равной 60 МВт по планируемому прогнозу, а нагрузка ПС Раффлс – 38 МВт.

Нормальный режим вариант № 1 приведён на рисунке 3.2.

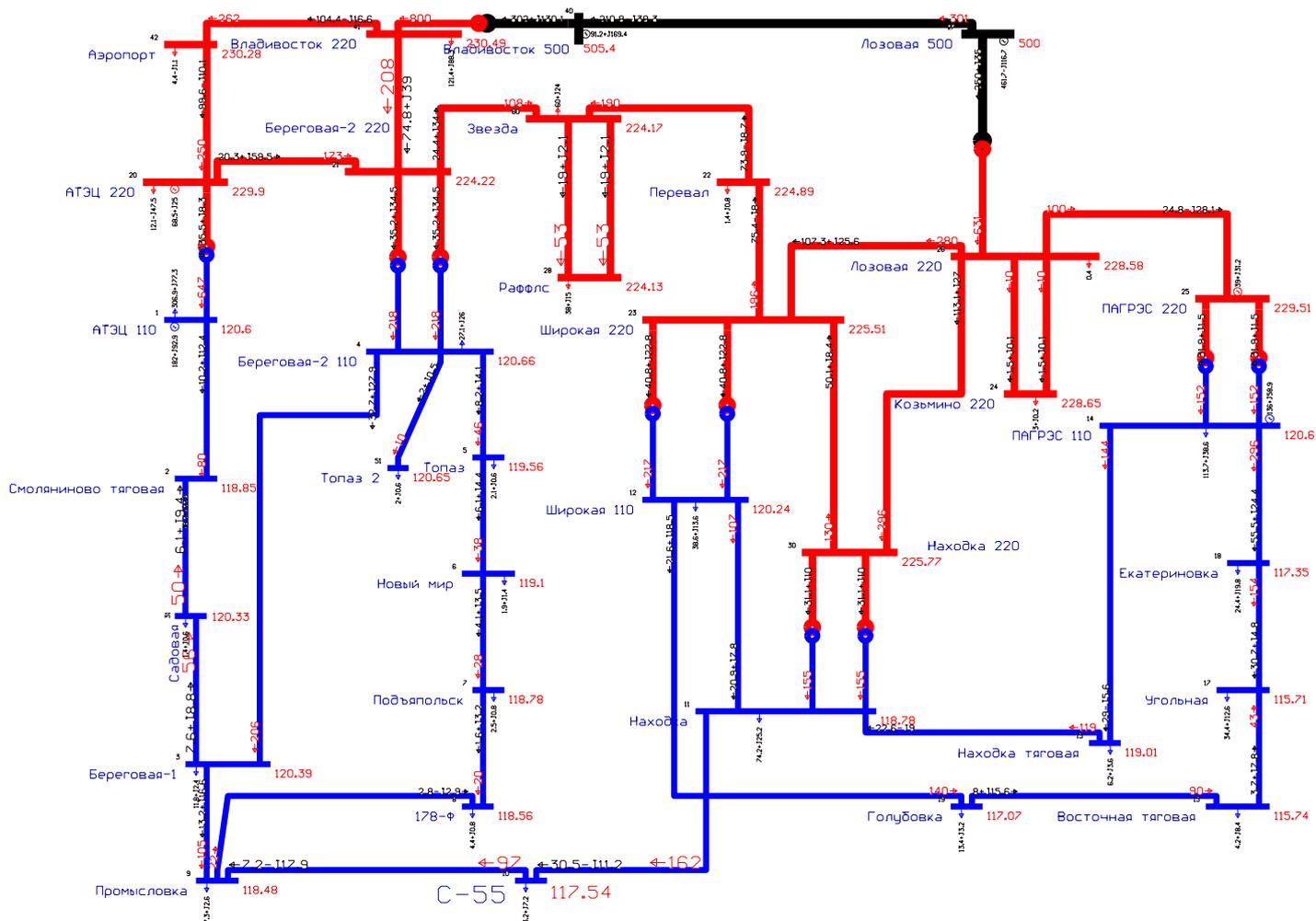


Рисунок 3.2 – Нормальный режим вариант № 1.

Потери 11,51 МВт.

На основании требования Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем и ГОСТ 58670-2019 рассчитаны режимы с одновременным отключением двух ВЛ 220 кВ рассматриваемого района: Отключение ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая -2 и ВЛ 220 кВ Находка – Перевал (без ВЛ 220 кВ Владивосток – Берговая-2) – рисунок 3.2

Так как данный режим не сходится ( Недопустимое падение напряжения) обосновывается необходимость усиления сети дополнительной ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Владивосток – Берговая-2.

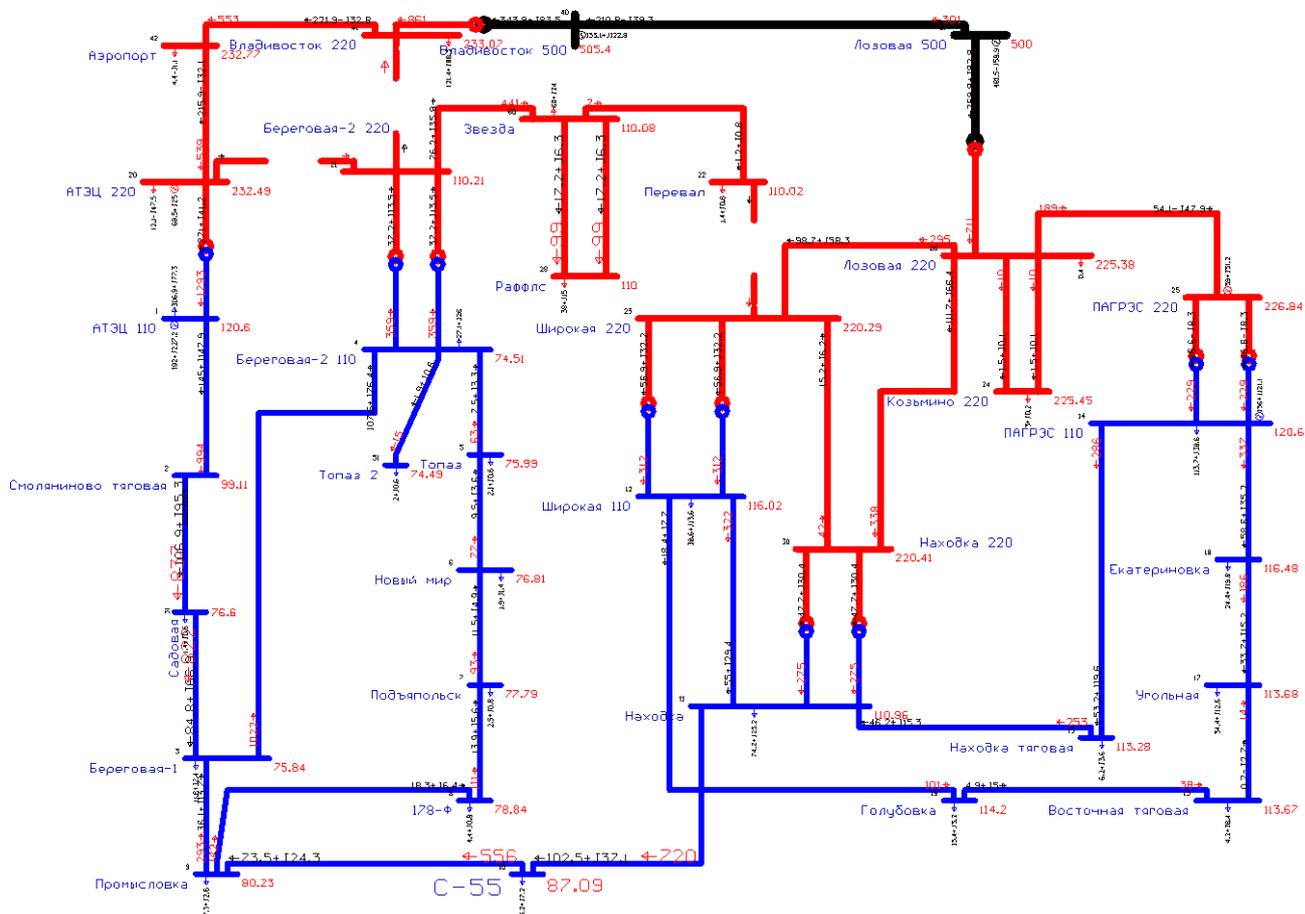


Рисунок 3.3 –Вариант № 1. Отключение ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая -2 и ВЛ 220 кВ Находка – Перевал (без ВЛ 220 кВ Владивосток – Берговая-2). Режим не сходится. Недопустимое падение напряжения.

Режим с учётом предлагаемой ВЛ 220 кВ Владивосток – Берговая-2 в режиме с отключением 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая -2 и ВЛ 220 кВ Находка – Перевал приведён на рисунке 3.4. Параметры данного режима не выходят за допустимые пределы и подтверждают необходимость такого усиления.

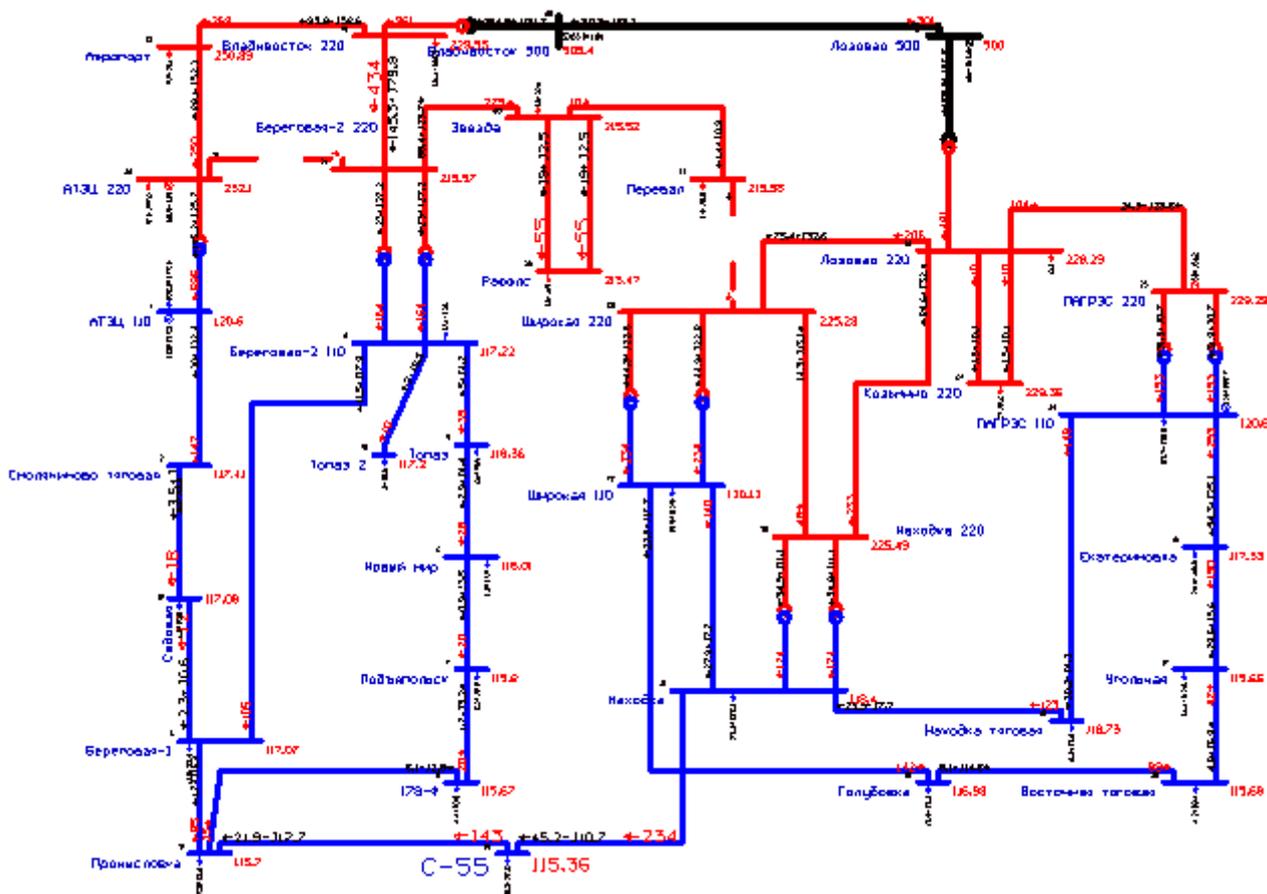


Рисунок 3.4 – Вариант № 1. Отключение ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая -2 и ВЛ 220 кВ Широкая – Перевал (при наличии ВЛ 220 кВ Владивосток – Береговая-2). Параметр режима не выходят за допустимые пределы.

Схема потокораспределения для варианта № 2 (Нормальный режим) приведена на рисунке 3.5.

Параметры данного режима не выходят за допустимые пределы. Для проверки данного варианта выполнены расчёты наиболее сложных послеаварийных режимов:

Отключение ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая -2 и ВЛ 220 кВ Широкая – Перевал (рисунок 3.6).

Отключение ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая -2 и ВЛ 220 кВ Владивосток – Раффлс (рисунок 3.7).

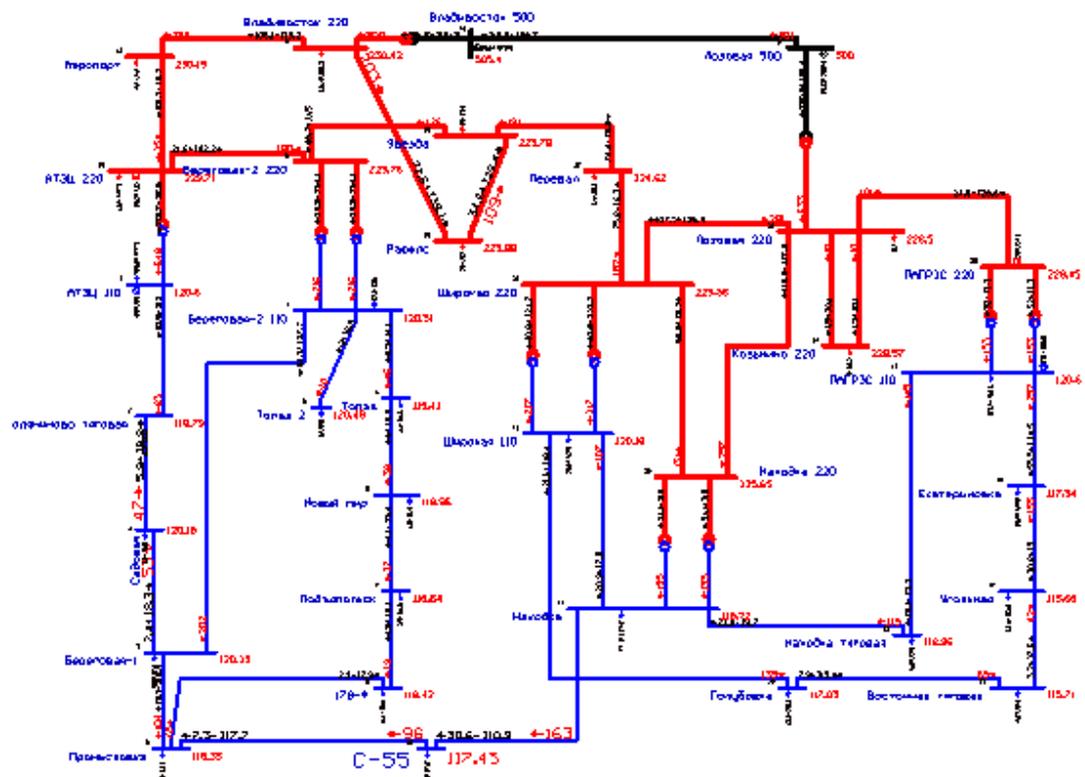


Рисунок 3.5 – Вариант № 2. Нормальный режим. Потери 11.59 МВт.

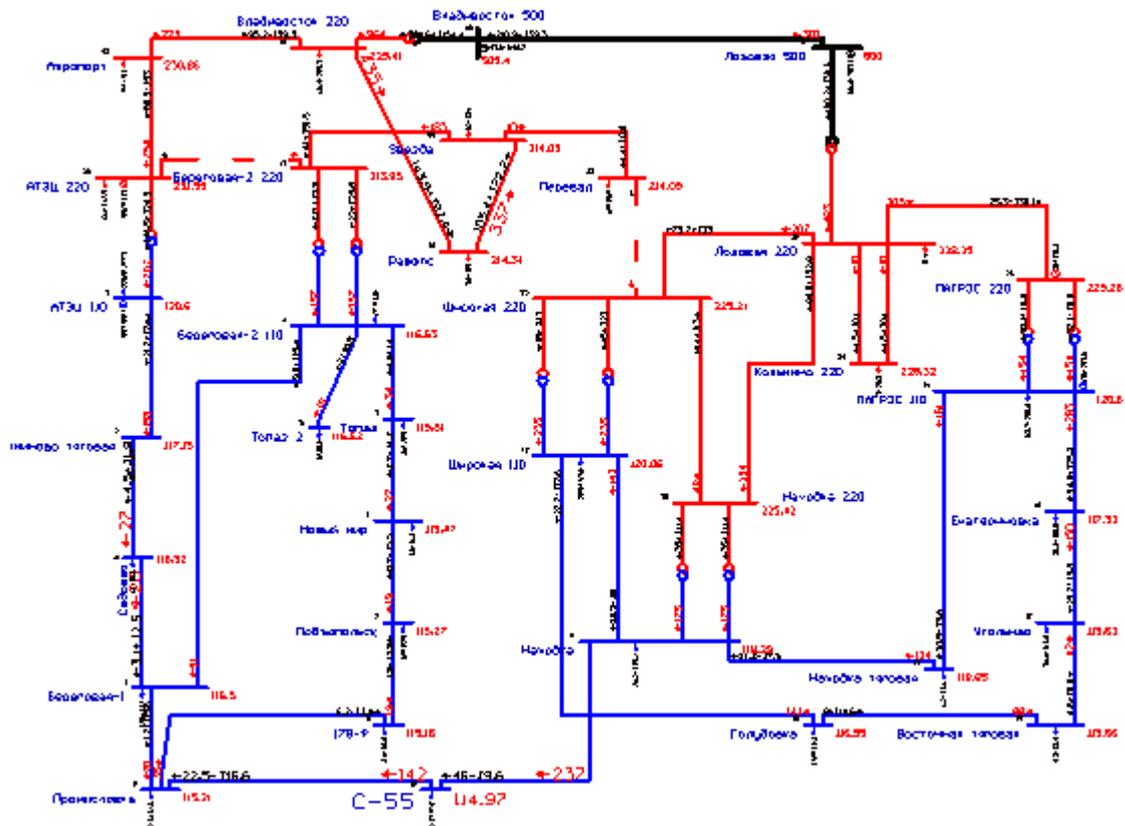


Рисунок 3.6 – Вариант № 2. Отключение ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая -2 и ВЛ 220 кВ Широкая – Перевал. Параметры режима не выходят за допустимые пределы.

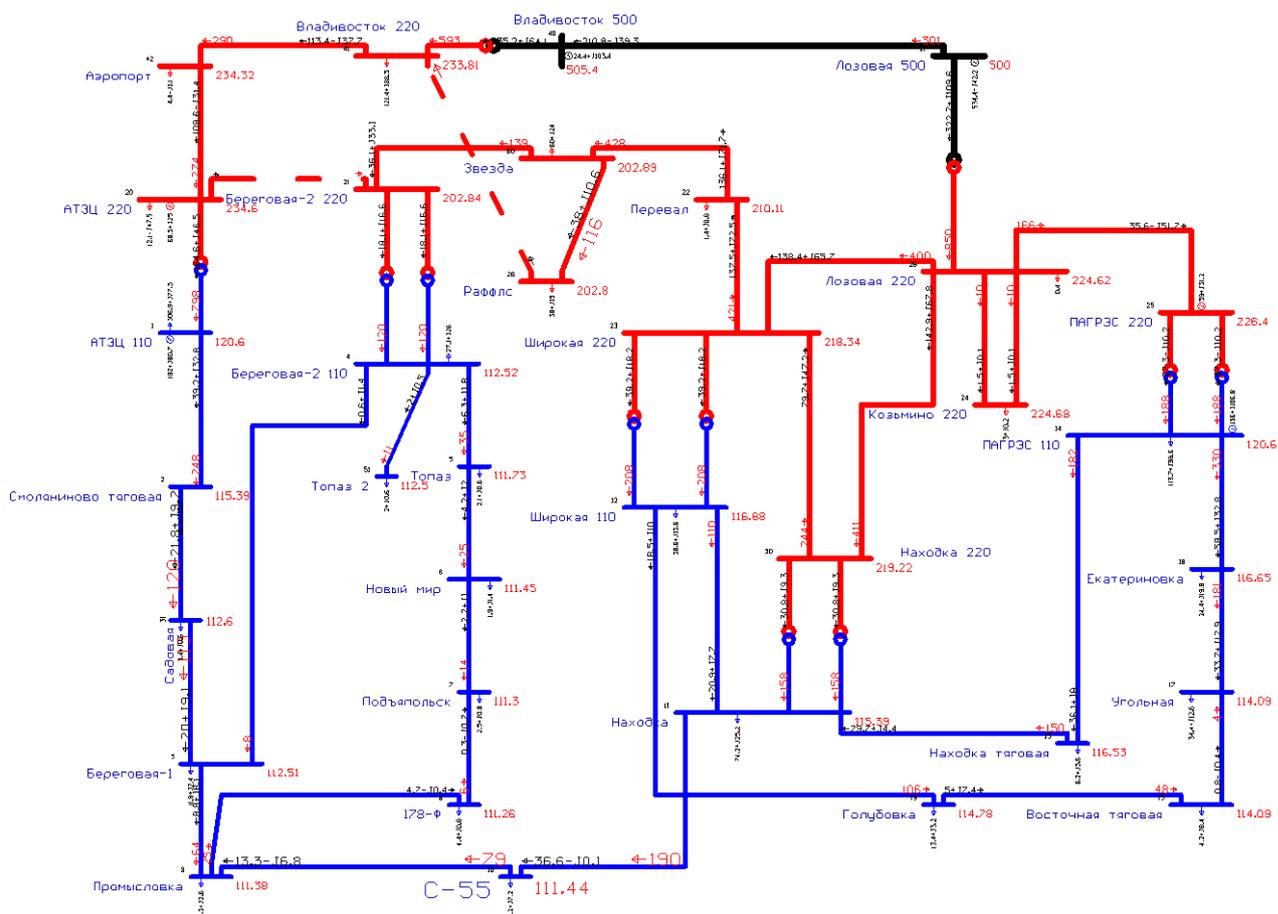


Рисунок 3.7 – Вариант № 2. Отключение ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая-2 и ВЛ 220 кВ Владивосток – Раффлс.

Параметры режима не выходят за допустимые пределы.

Схема потокораспределения для варианта № 3 (Нормальный режим) приведена на рисунке 3.8.

Параметры данного режима не выходят за допустимые пределы. Для проверки данного варианта выполнены расчёты наиболее сложных послеаварийных режимов:

1. Отключение ВЛ 220 кВ Владивосток – Береговая -2 и ВЛ 220 кВ Широкая – Перевал (рисунок 3.9).
2. Отключение ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая -2 и ВЛ 220 кВ Владивосток – Береговая-2 (рисунок 3.10).
3. Послеаварийный режим - отключение ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ - Береговая -2, ВЛ 220 кВ Широкая – Перевал (без ВЛ ВЛ 220 кВ Владивосток – Береговая -2) – рисунок 3.11.



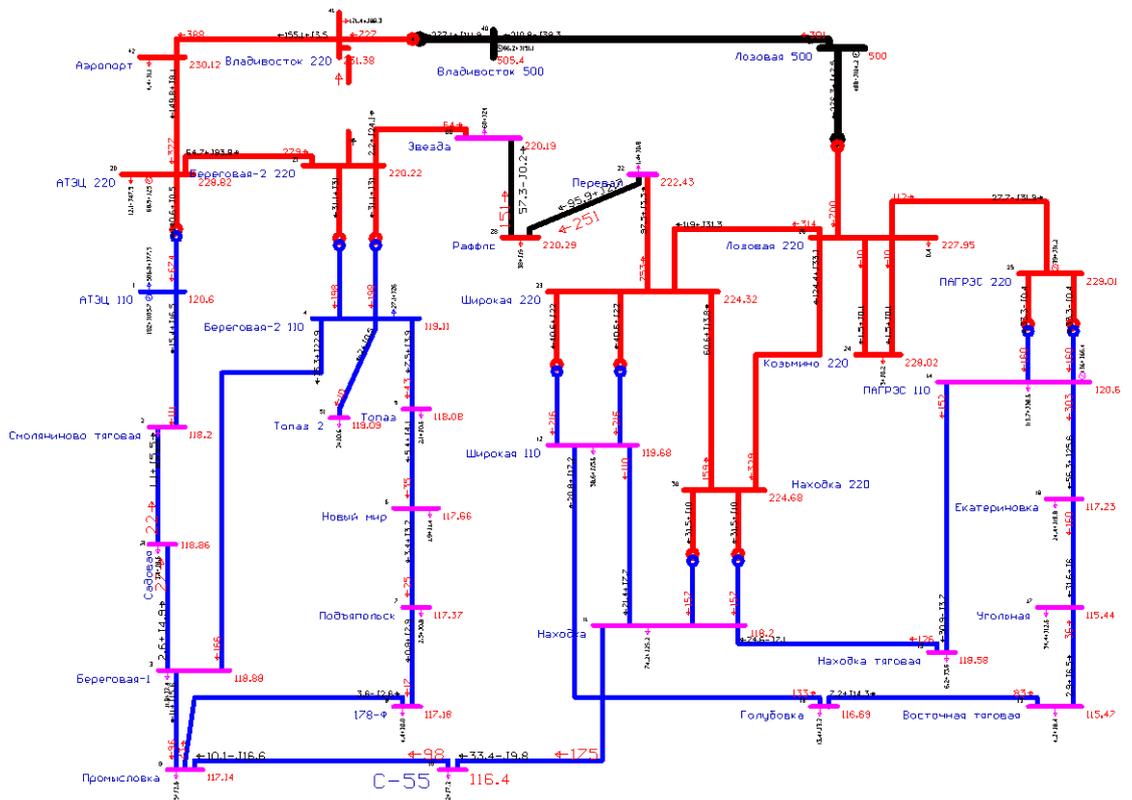


Рисунок 3.9 – Вариант № 3 Послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ  
Владивосток – Береговая -2

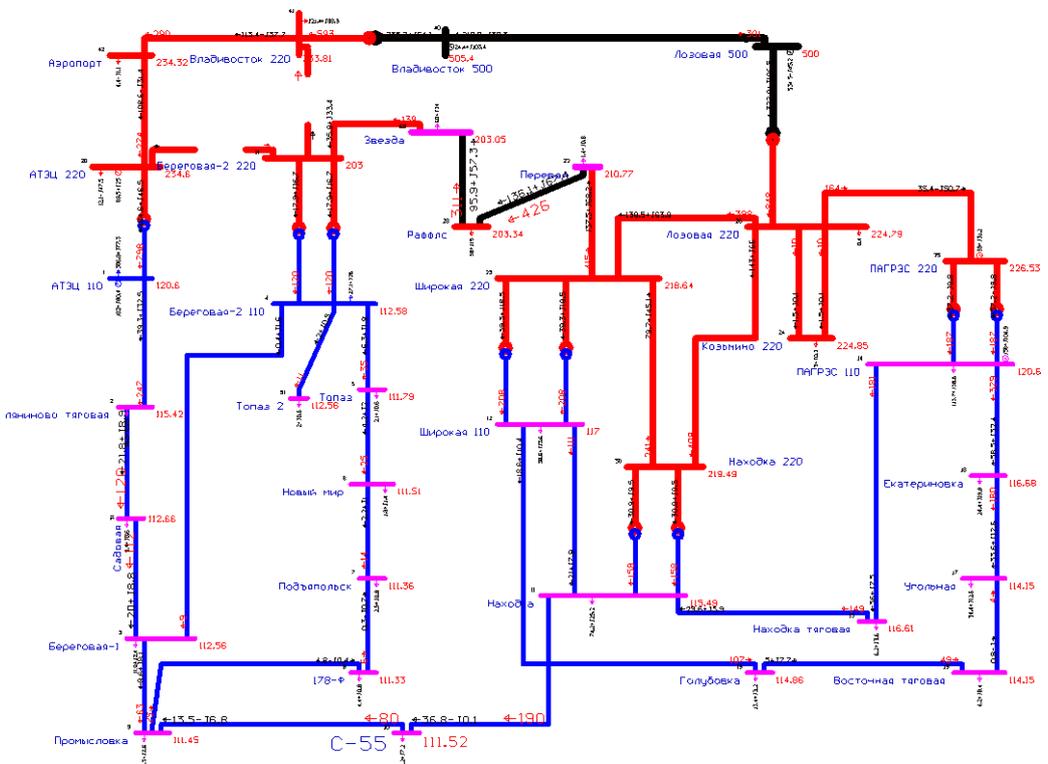


Рисунок 3.10 – Вариант № 3. Послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ  
Владивосток – Береговая -2 и ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ - Береговая -2

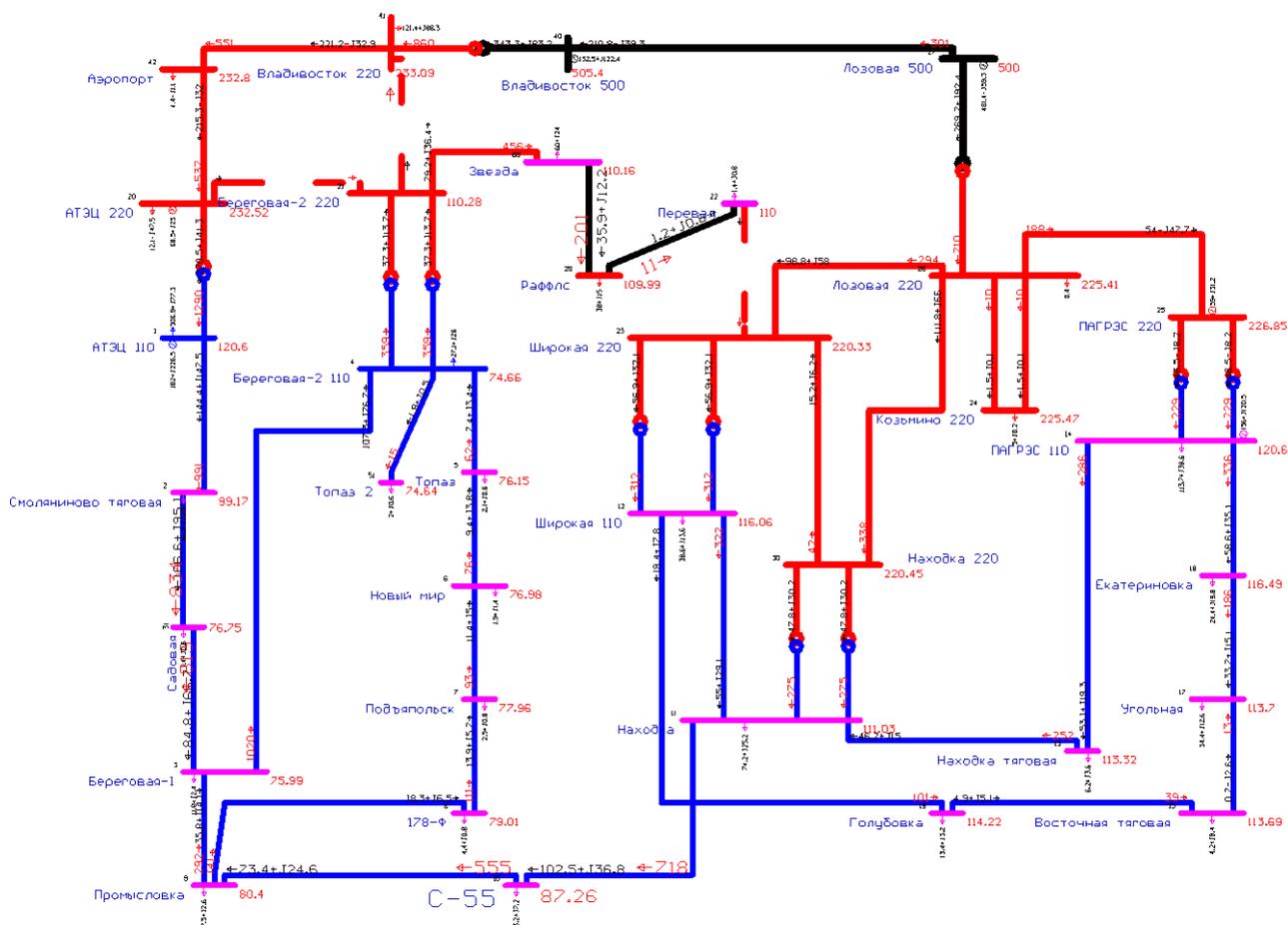


Рисунок 3.11 – Вариант № 3. Послеаварийный режим отключения, ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ - Береговая -2, ВЛ 220 кВ Широкая – Перевал (без ВЛ ВЛ 220 кВ Владивосток – Береговая -2)

Недопустимое снижение напряжения и перегрузка сети 110 кВ на участках АТЭЦ- Смоляниново/т, Находка – С-55, Береговая-2- Береговая-1.

Результаты расчёта режима для варианта № 3 Вариант № 3 - Послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Владивосток – Береговая-2, ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Аэропорт приведены на рисунке 3.12 и в таблицах 14-15.

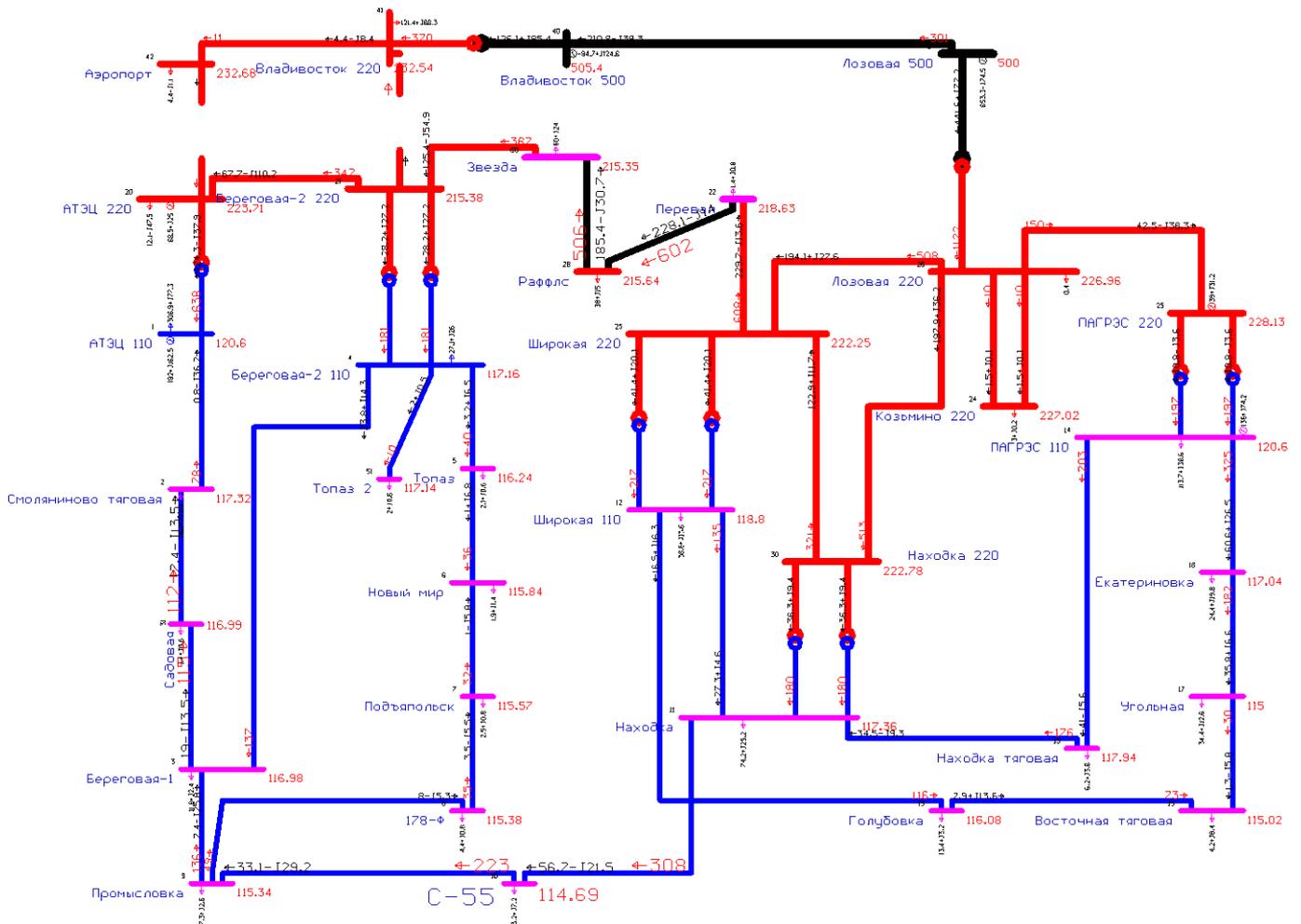


Рисунок 3.12 – Вариант № 3. Послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Владивосток – Береговая -2, ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Аэропорт.

Таблица 14 – Узлы. Вариант № 3. Послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Владивосток – Береговая -2, ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Аэропорт

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	АТЭЦ 110	110	306,912	77,28	182	163,5	120,6
Нагр	2	СМОЛЯНИНОВО ТЯГОВАЯ	110	16,2288	22,5216			117,3
Нагр	3	Береговая-1	110	11,76995	2,426793			116,9
Нагр	4	Береговая-2 110	110	27,05874	25,96668			117,1
Нагр	5	Топаз	110	2,0976	0,552			116,2
Нагр	6	Новый мир	110	1,941434	1,4352			115,7
Нагр	7	Подъяпольск	110	2,5392	0,7728			115,5

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	8	178-Ф	110	4,416	0,7728			115,3
Нагр	9	Промысловка	110	17,3328	2,6496			115,3
Нагр	10	С-55	110	23,184	7,176			114,6
Нагр	11	Находка	110	74,1888	25,23865			117,3
Нагр	12	Широкая 110	110	38,64	13,5792			118,8
Нагр	13	Находка тяговая	110	6,1824	3,6432			117,9
Ген	14	ПАГРЭС 110	110	113,712	38,64	136	74,92	120,6
Нагр	15	Восточная/т	110	4,1952	8,3904			115,0
Нагр	17	Угольная	110	34,4448	12,5856			115,0
Нагр	18	Екатериновка	110	24,3984	19,7616			117,0
Нагр	19	Голубовка	110	13,3584	3,154831			116,0
Нагр	20	АТЭС 220	220	12,144	-47,472	68,5	25	223,6
Нагр	21	Береговая-2 220	220					215,3
Нагр	22	Перевал	220	1,4352	0,7728			218,5
Нагр	23	Широкая 220	220					222,2
Нагр	24	Козьмино 220	220	3,033491	0,242679			227,0
Нагр	25	ПАГРЭС 220	220			39	31,2	228,1
Нагр	26	Лозовая 220	220	0,364019				226,9
База	27	Лозовая 500	500			654,0884	-73,47	500,0
Нагр	28	Раффлс	220	38	15			215,5
Нагр	30	Находка 220	220					222,7
Нагр	51	Топаз 2	110	1,9872	0,552			117,1
Нагр	60	Звезда	220	60	24			215,2
Нагр	31	Садовая	110	1,4352	0,552			116,9
База	40	Владивосток 500	500			-84,7444	124,63	505,4
Нагр	41	Владивосток 220	220	121,44	88,32			232,5
Нагр	42	Аэропорт	220	4,416	-1,104			232,7

Таблица 15 – Таблица Ветви. Вариант № 3. Послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Владивосток – Береговая -2, ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Аэропорт

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	Кт/г	P нач	Q нач	I max	I загр.	Идоп 25 ДДТН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	1	2	АТЭЦ 110 - Смоляниново тяговая	6,728	11		0,70	-36,61	179,71	53,33	337,00
ЛЭП	4	3	Береговая-2 110 - Береговая-1	0,423	0,703		-23,76	-14,15	136,52		
ЛЭП	4	5	Береговая-2 110 - Топаз	10,272	10,656		-3,16	-6,56	39,66		
ЛЭП	4	51	Береговая-2 110 - Топаз 2	0,621	0,881		-1,99	-0,48	10,17		
ЛЭП	5	6	Топаз - Новый мир	4,28	6,07		-1,02	-6,79	36,57		
ЛЭП	6	7	Новый мир - Подъяпольск	4,1	5,815		0,94	-5,83	31,75		
ЛЭП	7	8	Подъяпольск - 178-Ф	3,457	5,929		3,49	-5,51	34,69		
ЛЭП	8	9	178-Ф - Промысловка	3,792	6,301		7,92	-5,20	48,85		
ЛЭП	9	10	Промысловка - С-55	4,642	7,97		32,93	-29,02	221,95		
ЛЭП	10	11	С-55 - Находка	11,91	19,811		56,80	-21,32	308,11		
ЛЭП	11	12	Находка - Широкая 110	4,51	10,548		27,38	4,56	136,59		
ЛЭП	11	13	Находка - Находка тяговая	3,57	5,953		34,57	-9,10	176,55		
ЛЭП	13	14	Находка тяговая - ПАГРЭС 110	9,628	15,92		41,09	-5,39	203,70		
ЛЭП	12	19	Широкая 110 - Голубовка	5,438	13,876		-16,47	-16,26	115,93		
ЛЭП	19	15	Голубовка - Восточная тяговая	3,19	8,136		-2,90	-13,54	72,44		
ЛЭП	15	17	Восточная тяговая - Угольная	0,178	0,454		1,35	-5,75	29,87		
ЛЭП	17	18	Угольная - Екатериновка	4,534	10,926		35,79	6,79	182,94		
ЛЭП	18	14	Екатериновка - ПАГРЭС 110	3,227	8,227		60,64	26,67	326,84		
Тр-р	20	1	АТЭЦ 220 - АТЭЦ 110	0,6	30,4	0,526	-124,53	38,32	336,35		
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2,8	104	0,578696	-28,11	-27,26	105,02		
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2,8	104	0,578696	-28,11	-27,26	105,02		

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Тр-р	30	11	Находка 220 - Находка	2,8	104	0,536609	-36,32	-9,46	97,30		
Тр-р	30	11	Находка 220 - Находка	2,8	104	0,536609	-36,32	-9,46	97,30		
ЛЭП	22	28	Перевал - Раффлс	4	14,73		-228,47	14,00	604,77	85,18	710,00
ЛЭП	22	23	Перевал - Широкая 220	3,949	16,3		229,95	-13,33	608,98	89,56	680,00
ЛЭП	20	21	АТЭЦ 220 - Береговая-2 220	4,439	19,433		68,14	-110,79	348,63	43,69	798,00
Тр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1,03	59,2	0,54713	-41,47	-20,11	119,77		
Тр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1,03	59,2	0,54713	-41,47	-20,11	119,77		
Тр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1,03	59,2	0,526	-40,93	3,72	104,03		
Тр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1,03	59,2	0,526	-40,93	3,72	104,03		
ЛЭП	24	26	Козьмино 220 - Лозовая 220	3,05	11,75		1,52	0,12	9,70		
ЛЭП	24	26	Козьмино 220 - Лозовая 220	3,05	11,75		1,52	0,12	9,70		
ЛЭП	25	26	ПАГРЭС 220 - Лозовая 220	2,058	9,009		42,85	-38,64	150,99		
Тр-р	27	26	Лозовая 500 - Лозовая 220	0,97	61,1	0,46	-442,39	-78,26	518,76		
ЛЭП	23	30	Широкая 220 - Находка 220	0,68	2,96		123,06	11,88	321,27	33,71	953,00
ЛЭП	26	30	Лозовая 220 - Находка 220	2,7	12,2		-198,05	-36,62	514,15	53,95	953,00
ЛЭП	3	9	Береговая-1 - Промысловка	5,7	9,02		7,36	-25,78	135,81	40,30	337,00
ЛЭП	21	60	Береговая-2 220 - Звезда	0,06	0,25		125,89	-55,20	368,77	46,21	798,00
ЛЭП	23	26	Широкая 220 - Лозовая 220	3,17	14,16		194,28	27,92	510,05	73,92	690,00
Тр-р	40	41	Владивосток 500 - Владивосток 220	0,84	56,9	0,469	-126,09	-85,37	173,94		
ЛЭП	41	42	Владивосток 220 - Аэропорт	1,6	8,57		-4,42	8,43	23,63	3,42	690,00
ЛЭП	42	20	Аэропорт - АТЭЦ 220	1,47	7,86						825,00
ЛЭП	40	27	Владивосток 500 - Лозовая 500	4,08	37,2		210,83	-39,27	300,75	30,08	1340,00
ЛЭП	2	31	Смоляниново тяговая - Садовая	8,7	13,87		17,56	-13,95	113,92		
ЛЭП	3	31	Береговая-1 - Садовая	0,3	0,48		-19,33	14,03	117,96		
ЛЭП	60	28	Звезда - Раффлс	0,4	0,35		185,86	-31,11	507,85	67,00	758,00

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	21	41	Береговая-2 220 - Владивосток 220	6	26,6						710,00

Допустимость режимов работы отслеживается как не превышение значений загрузки в % над длительными токами каждой ВЛ. В магистерской диссертации внесена информация только по ВЛ наиболее загружающихся в послеаварийных режимах. Остальная информация не вносилась из-за незначительной загрузки оставшихся линий электропередач. По этой причине результаты можно считать вполне объективными.

Анализируя полученные данные по загрузке ВЛ и трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах, приходим к выводу, что все предложенные варианты с учётом усиления (для вариантов №1 и №3) обеспечивают требуемый уровень надёжности для подключаемой ПС.

В связи с тем, что в предложенных вариантах применяются кабельные системы с различным сечением, выполнен анализ влияния условий прокладки на достаточность выбранного сечения кабельных линий.

### **3.2. Анализ пропускной способности выбранных кабельных участков**

Для всех предложенных вариантов применены кабельные участки 220 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ - кабели).

Основными преимуществами СПЭ-кабелей являются:

- более высокая пропускная способность (на 15–30 % выше, чем у кабелей с бумажной или маслonaполненной изоляцией) вследствие увеличения допустимой температуры нагрева жилы (до 90 °С);
- обладают меньшей массой, диаметром и радиусом изгиба;
- при эксплуатации более надёжны, потому что сам кабель и муфты стали качественнее;
- меньшие диэлектрические потери в изоляции;
- высокий ток термической устойчивости при коротком замыкании;
- использовать можно в работе на сложных трассах, например, с высотными перепадами;
- прокладка таких кабелей уступает по цене другим;
- при эксплуатации не нужно затрачивать средства на масла под давлением и дорогостоящее подпитывающее оборудование;
- стоимость работ сокращена и количество затраченного времени на ремонт уйдет меньше;
- отвечают экологическим требованиям (отсутствие жидких диэлектриков в изоляции);

- значительно дешевле и проще становятся обслуживание и ремонт при механических повреждениях, существенно легче выполняются прокладка и монтаж соединительных муфт и концевых заделок в полевых условиях;
- возможность прокладки по трассе с неограниченной разницей уровней; меньший вес и допустимый радиус изгиба;
- срок службы кабелей составляет не менее 30 лет;
- прокладка и монтаж меньше зависят от погоды и могут проводиться даже при температуре  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- большая строительная длина. [3].

Основными недостатками СПЭ-кабелей являются:

- кабель СПЭ имеет высокую стоимость из-за использования дорогого сырья.
- монтаж кабельной системы с изоляцией из СПЭ требует более высокой квалификации рабочих [3, 39].

В данном пункте проведена оценка влияния условий прокладки СПЭ-кабелей на их пропускную способность.

По результатам выполненных в магистерской диссертации расчётов электрических режимов определено, что для каждого из трёх вариантов подключения требуется кабельная система на напряжении 220 кВ различной пропускной способности. Параметры выбранных кабельных линий приведены в таблице 8 данной работы. .

Далее выполнена оценка влияния условий прокладки на пропускную способность кабельной системы.

При прокладке в земле длительно допустимые токи рассчитываются по выражению [40]:

$$I_{дд} = I_{таб} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5, \quad (13)$$

где  $I_{Tab}$  - ток в таблице «Длительно допустимый ток для кабелей при прокладке в земле, кабели расположены треугольником, экраны соединены и заземлены с двух сторон».

Поправочные коэффициенты из каталога [40]:

$k_1$  - коэффициент, зависящий от глубины прокладки кабеля (изменяется от 1,08 до 0,79 при глубине прокладки от 0,8 м до 10 м);

$k_2$  - коэффициент термического сопротивления грунта;

$k_3$  - коэффициент, зависящий от количества проложенных цепей;

$k_4$  - коэффициент, зависящий от температуры грунта;

$k_5$  - коэффициент прокладки в трубах;

В нашем случае исследовано влияние удельного сопротивления грунта и температуры грунта на длительно допустимый ток кабеля при зафиксированных остальных параметрах.

Глубина прокладки принята на 1,5 м, так как согласно п. 2.3.84. ПУЭ [28] кабельные линии 110-220 кВ должны иметь глубину заложения от планировочной отметки не менее 1,5 м. В связи с этим в расчётах принят коэффициент прокладки для 1,5 метра.

Коэффициент прокладки в трубах принят равным 1. Коэффициент, зависящий от количества проложенных цепей для вариантов №1 и № 3, принят равным 0,9, так как обе цепи прокладываются в одной траншее. Для варианта № 2 Коэффициент, зависящий от количества проложенных цепей принят равным единице, так кабели прокладываются в разных траншеях.

Результаты расчёта приведены на рисунках 3.13-3.15, представленных в виде поверхностей.

Для варианта № 1 максимальный ток в послеаварийном режиме составляет 105 А, а минимальный ток при наихудших сочетаниях условий прокладки – 136 А. Следовательно, выбранный для варианта № 1 кабель АПвПу2г3х-220-

1x185/50 позволит обеспечить нагрузку по требуемой категории надёжности без ограничений при любых условиях прокладки.

Для варианта № 2 (рисунок 3.14) максимальный ток в послеаварийном режиме составляет 327 А, а минимальный ток при наихудших сочетаниях условий прокладки – 282 А. Следовательно, выбранный для варианта № 2 кабель АПвПу2г3х-220-1х400/50 позволит обеспечить нагрузку по требуемой категории надёжности не при всех условиях прокладки. При наибольшем сопротивлении грунта (3 К\*м/Вт) температура грунта должна быть не более 35<sup>0</sup>С.

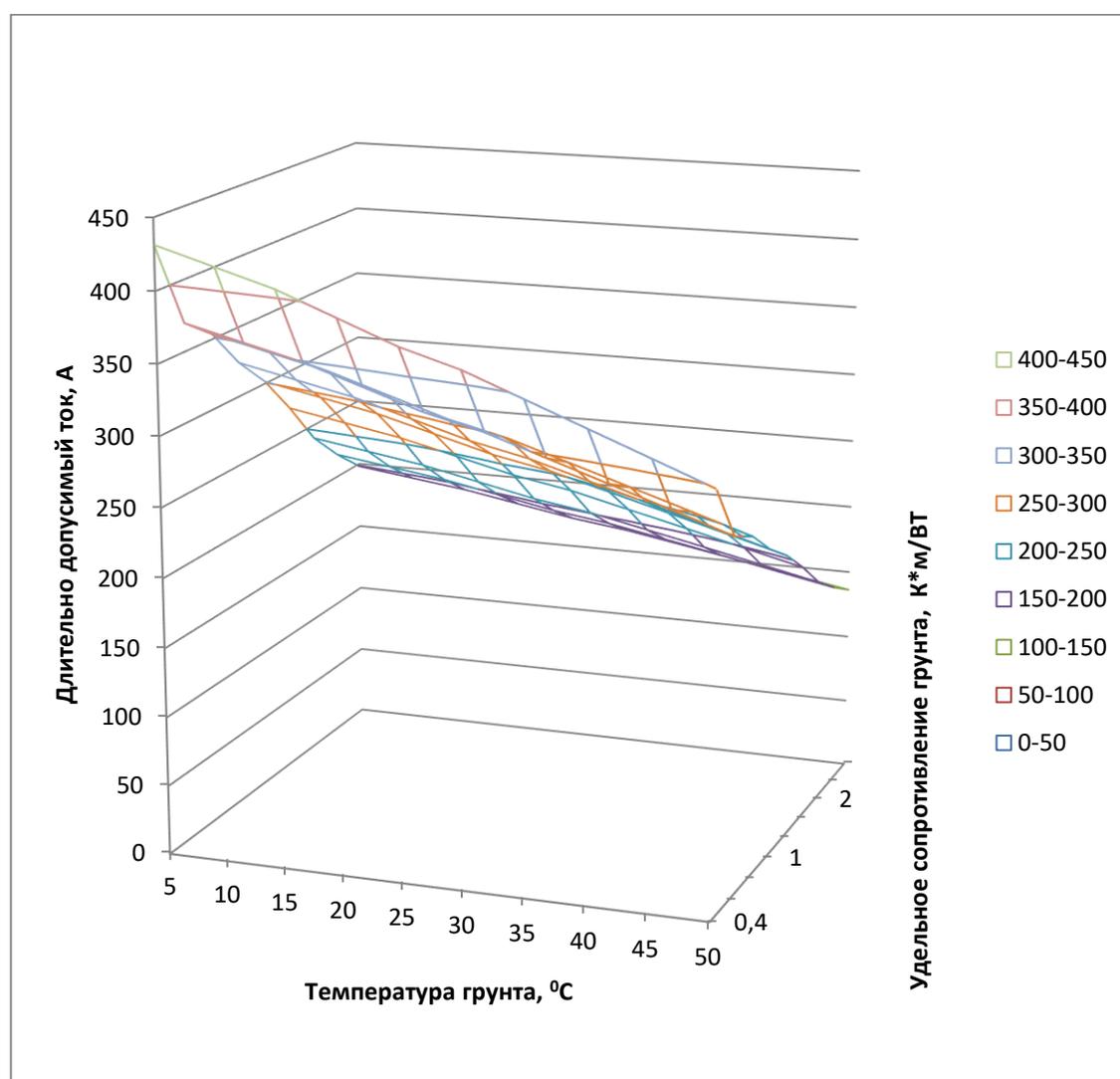


Рисунок 3.13 - Влияние термического сопротивления грунта и температуры грунта на длительно допустимый ток кабеля АПвПу2г3х-220-1х185/50.

Для варианта № 3 (рисунок 3.15) максимальный ток в послеаварийном режиме составляет 604 А, а минимальный ток при наихудших сочетаниях условий прокладки – 288 А. Следовательно, выбранный для варианта № 3 кабель АПвПу2г3х-220-1х1000/50 позволит обеспечить нагрузку по требуемой категории надёжности не при всех условиях прокладки. Пропускная способность обеспечивается при сопротивлении грунта до 1,2 К\*м/Вт при температуре грунта не более 10<sup>0</sup>С.

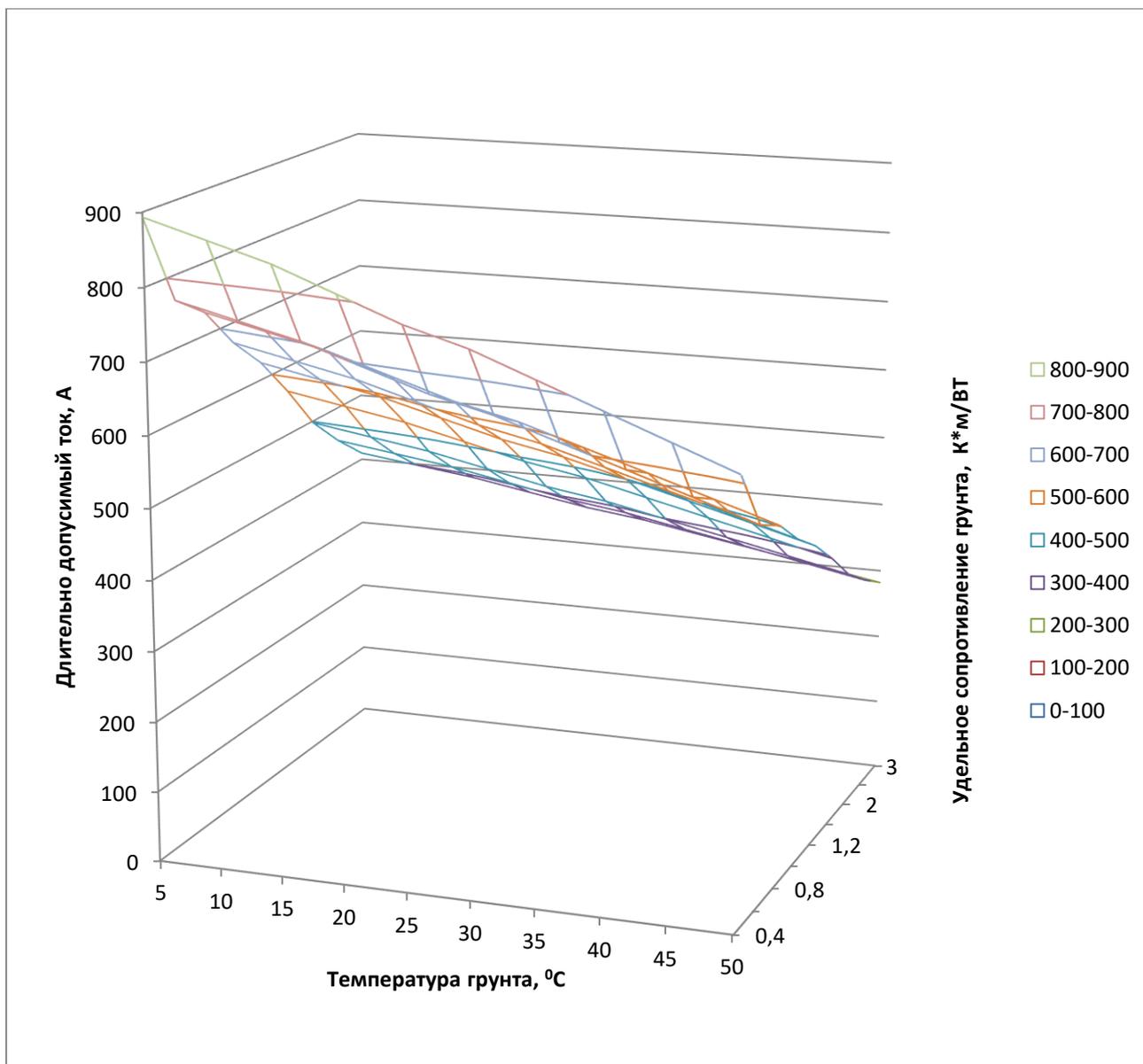


Рисунок 3.14 - Влияние термического сопротивления грунта и температуры грунта на длительно допустимый ток кабеля АПвПу2г3х-220-1х400/50.

Таким образом, построены зависимости длительно допустимого тока СПЭ-кабеля от удельного сопротивления грунта и температуры грунта. Определено, что окончательное сечение кабельных линий для подключения ПС 220 кВ Раффлс по вариантам № 2 и № 3 должно быть принято только после уточнения условий их прокладки (удельного сопротивления грунта и температуры грунта).

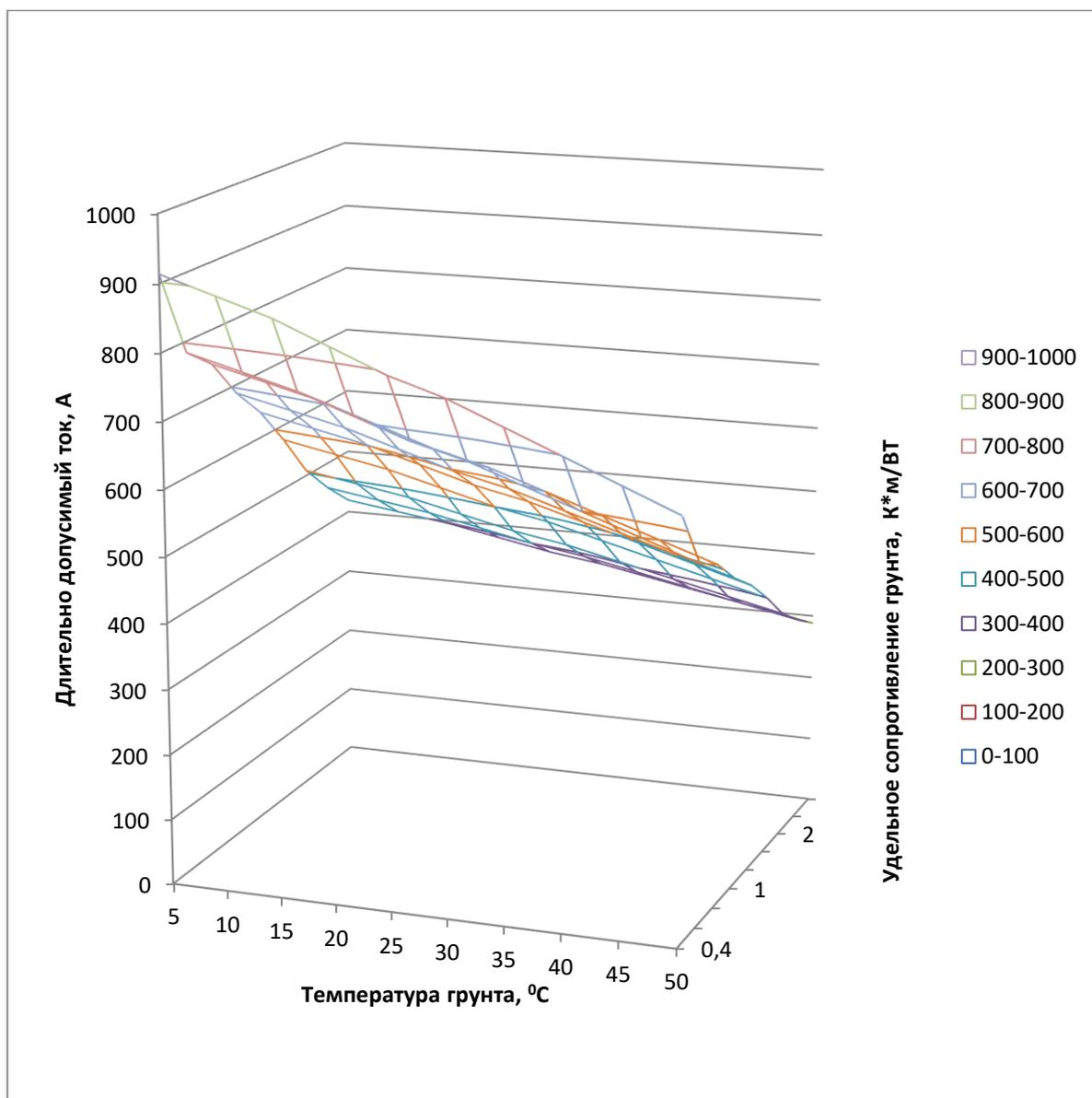


Рисунок 3.15 - Влияние термического сопротивления грунта и температуры грунта на длительно допустимый ток кабеля АПВПу2г3х-220-1х1000/50.

### 3.3. Уточнение технических параметров предлагаемых вариантов

По результатам выполненных расчётов режимов перечень оборудования, необходимый для укрупнённого сравнения вариантов уточнён и приведён в таблице 16.

Таблица 16 – Итоговые технические параметры предлагаемых вариантов подключения ПС 220 кВ Раффлс

Трансформаторы	Количество выключателей ВН (220 кВ)	Схема РУ ВН	Линия	Длина, км	Марка ВЛ/КЛ
Вариант № 1					
ТДН-25000/220	7 шт. 220 кВ	220-4Н Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии	КВЛ 220 кВ Владивосток – Береговая-2; КЛ Звезда – Раффлс	ВЛ - 62 КЛ - 2х 2,5=5	ВЛ - АС-300 КЛ - АПвПу2г3х-220-1х185/50
Вариант № 2					
ТДН-25000/220	7 шт. 220 кВ	220-7 Четырёхугольник	КВЛ 220 кВ Владивосток – Раффлс	ВЛ -65 км КЛ- 2,5*2=5 км	ВЛ - АС-300 КЛ - АПвПу2г3х-220-1х400/50
Вариант 3					
ТДН-25000/220	7 шт. 220 кВ	220-7 Четырёхугольник	ВЛ 220 кВ Владивосток – Береговая-2; Заходы КЛ на ПС Раффлс	ВЛ - 62 КЛ – 2*2,1=4,2	ВЛ - АС-300 КЛ АПвПу2г3х-220-1х1000/50

### **3.4. Выводы**

Выполнены расчёты установившихся режимов для нормальных и послеаварийных схем для трёх предложенных вариантов.

Доказана необходимость строительства в район проектирования ВЛ 220 кВ от ПС Владивосток.

Уточнены технические параметры предлагаемых вариантов

Для выбора оптимального варианта подключения ПС 220 кВ Раффлс необходимо провести технико-экономическое сравнение всех трёх предложенных вариантов.

## 4 ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПС РАФФЛС

Для определения экономической привлекательности предлагаемых вариантов выполнен расчёт капитальных затрат и издержек на каждый из них, а также рассчитаны показатели эффективности по которым выбран наиболее оптимальный вариант.

### 4.1 Расчет капиталовложений

Цены на оборудование взяты из Укрупненных стоимостных показателей цены на 2000 год приведённых в справочниках и документах ПАО «ФСК ЕЭС» [39]. Стоимости оборудования приводим к 2022 году используя коэффициент инфляции 6.5 [9].

В данной магистерской диссертации капиталовложения на сооружение ПС Раффлс и линий связи с энергосистемой допускается рассчитывать с использованием выражения на основе справочных данных:

$$K = K_{ПС} + K_{ЛЭП} \quad (14)$$

В данной магистерской диссертации капиталовложения на сооружение ПС Раффлс и подстанционного оборудования допускается рассчитывать с использованием выражения на основе справочных данных:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{РУ} + K_{ПОСТ}, \quad (15)$$

где  $K_{ТР}$  – стоимость трансформаторов;

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{РУ}$  – стоимость КРУЭ;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат.

В данной магистерской диссертации капиталовложения на сооружение ПС Раффлс и силовых трансформаторов допускается рассчитывать с использованием выражения на основе справочных данных:

$$K_{TP} = K_0 \cdot K_{инф}; \quad (16)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость трансформатора.

В данной магистерской диссертации капиталовложения на сооружение ПС Раффлс и КРУЭ допускается рассчитывать с использованием выражения на основе справочных данных:

$$K_{PY} = K_{0.OPY} \cdot K_{инф}; \quad (17)$$

где  $K_{0.OPY}$  – стоимость КРУЭ в базовых ценах;

В данной магистерской диссертации капиталовложения на сооружение линий связи с энергосистемой допускается рассчитывать с использованием выражения на основе справочных данных:

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot l \cdot K_{инф}, \quad (18)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии. Удельная стоимость ВЛ определяется из справочника [39], а удельная стоимость КЛ с изоляцией из СПЭ определяется по справочнику ПАО «ФСК ЕЭС» [42].

$l$  – длина трассы;

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции.

Капитальные затраты на разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений включены в капитальные затраты на строительство ОРУ.

Коэффициент инфляции на 1 квартал 2022 года составляет 6,5 [9].

Результаты расчёта капитальных вложений приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Капитальные затраты на реализацию вариантов (в базовых ценах)

Показатель	Марка тр-ов	Количество выключателей ВН (220 кВ)	Схема РУ ВН	Учитываемые линии	Длина, км	Марка ВЛ/КЛ
<b>Вариант № 1</b>						
	ТДН-25000/220	7 шт. 220 кВ	220-4Н Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии	КВЛ 220 кВ Владивосток – Береговая-2; КЛ Звезда – Раффлс	62  2х 2,5=5	ВЛ - АС-300  КЛ - АПвПу2г3х-220-1х185/50
$K_{ПС}$	$K_{тр}$	$K_{пост}$	$K_{ору}$		$K_{лэп}$	
195700	10700	17000	168000		ВЛ -81220	КЛ - 115600
<b>Вариант № 2</b>						
	ТДН-25000/220	7 шт. 220 кВ	220-7 Четырёхугольник	КВЛ 220 кВ Владивосток – Раффлс	ВЛ -65 км КЛ-2,5*2=5 км	ВЛ - АС-300 КЛ - АПвПу2г3х-220-1х400/50
$K_{ПС}$	$K_{тр}$	$K_{пост}$	$K_{ору}$		$K_{лэп}$	
204700	10700	26000	168000		ВЛ -85150	КЛ - 79180
<b>Вариант 3</b>						
	ТДН-25000/220			ВЛ 220 кВ Владивосток – Береговая-2; Заходы КЛ на ПС Раффлс	62  КЛ – 2*2,1=4,2	ВЛ - АС-300 КЛ АПвПу2г3х-220-1х1000/50
$K_{ПС}$	$K_{тр}$	$K_{пост}$	$K_{ору}$		$K_{лэп}$	
204700	10700	26000	168000		ВЛ - 81220	КЛ - 138600

На основании определённых капитальных затрат и величин потерь активной мощности по вариантам далее определяются издержки в каждом из вариантов.

## 4.2 Расчет эксплуатационных издержек

В данной магистерской диссертации эксплуатационные издержки обслуживания ПС Раффлс допускается рассчитывать с использованием выражения на основе справочных данных:

$$I_t = I_{PЭО} + I_{\Delta W}, \quad (19)$$

где  $I_{PЭО}$  – общие годовые эксплуатационные расходы по электросетевому объекту без учета затрат на амортизацию;

$I_{\Delta W}$  – затраты на возмещение потерь электроэнергии;

В данной магистерской диссертации эксплуатационные издержки на эксплуатацию и ремонт ПС Раффлс допускается рассчитывать с использованием выражения на основе справочных данных:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоКЛ} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (20)$$

где  $\alpha_{тэоВЛ}$ ,  $\alpha_{тэоКЛ}$ ,  $\alpha_{тэоПС}$ , – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ, КЛ и ПС.

Нормы ежегодных отчислений для линий и подстанций будут равны  $\alpha_{PЭОВЛ} = 0,008$ ;  $\alpha_{PЭОПС} = 0,049$ ,  $\alpha_{тэоКЛ} = 0,025$  [39].

В данной магистерской диссертации издержки на возмещение потерь электроэнергии обслуживания ПС Раффлс допускается рассчитывать с использованием выражения на основе справочных данных:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (21)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии составляет 2,2 руб/кВт×час для Приморского края [20].

В данной магистерской диссертации потери электроэнергии допускается рассчитывать с использованием выражения на основе справочных данных:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\max}, \quad (22)$$

где  $\Delta P$  - потери активной мощности? определённые для варианта в режиме максимальных нагрузок в программе RastrWin для каждого варианта;

$T_{\max}$  - время использования максимальной нагрузки, определяемое по Схеме и программе развития электроэнергетики Приморского края [20], 6000 ч.

Результаты расчётов эксплуатационных издержек рассматриваемых вариантов сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Значения эксплуатационных издержек проектируемой электрической сети.

Эксплуатационные издержки	Вариант 1, тыс. руб.	Вариант 2, тыс. руб.	Вариант 3, тыс. руб.
$\alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ}$ (в базовых ценах)	649,76	681,2	649,76
$I\alpha_{тэоКЛ} \cdot K_{КЛ}$ (в базовых ценах)	2890	1979,5	3465
$\alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}$ (в базовых ценах)	9589,3	10030,3	10030,3
$I_{РЭО}$ (в текущих ценах)	85338,89	82491,5	91942,89
$I_{\Delta W}$	151932	152988	152196
$I_t$	237270,89	235479,5	244138,89

### 4.3 Расчёт показателей экономической эффективности

#### *Дисконтированные затраты*

В данной магистерской диссертации суммарные дисконтированные затраты сооружения ПС Раффлс допускается рассчитывать с использованием выражения на основе справочных данных:

$$Z = \sum_m Z_t (1 + E_{н.п.})^{1-\tau} = \sum_{t=1}^{T_{расч}} (K_t + I_t) (1 + E_{н.п.})^{1-\tau}, \quad (23)$$

где  $E_{н.п.}$  - ставка дисконтирования, % (определяется исходя из данных Центрального Банка Российской Федерации, 11%, [9]);

Расчёт дисконтированных затрат для варианта № 1 приведён в виде таблицы 19 с разбивкой по годам реализации проекта, выделением дисконтирования.

Таблица 19 - Расчёт дисконтированных затрат для варианта № 1

год	К, млн. руб	И, млн. руб	Коэф дисконтирования $((1 + E_{н.п.})^{1-\tau})$	Сумма К+И, млн. руб.	Дисконтированные затраты, млн. руб.
1	2	3	4	5	6
1	-850,46		0,9009009	-850,46	-766,18
2	-850,46		0,81162243	-850,46	-690,25
3	-850,46		0,73119138	-850,46	-621,85
4		-237,3	0,65873097	-237,27	-156,3
5		-237,3	0,59345133	-237,27	-140,81
6		-237,3	0,53464084	-237,27	-126,85
7		-237,3	0,48165841	-237,27	-114,28
8		-237,3	0,4339265	-237,27	-102,96
9		-237,3	0,39092477	-237,27	-92,755
10		-237,3	0,35218448	-237,27	-83,563
11		-237,3	0,31728331	-237,27	-75,282
12		-237,3	0,28584082	-237,27	-67,822
13		-237,3	0,25751426	-237,27	-61,101
14		-237,3	0,23199482	-237,27	-55,046

1	2	3	4	5	6
15		-237,3	0,20900435	-237,27	-49,591
16		-237,3	0,1882922	-237,27	-44,676
17		-237,3	0,16963262	-237,27	-40,249
18		-237,3	0,15282218	-237,27	-36,26
19		-237,3	0,13767764	-237,27	-32,667
20		-237,3	0,12403391	-237,27	-29,43
21		-237,3	0,11174226	-237,27	-26,513
22		-237,3	0,1006687	-237,27	-23,886
23		-237,3	0,09069252	-237,27	-21,519
24		-237,3	0,08170498	-237,27	-19,386
25		-237,3	0,07360809	-237,27	-17,465
26		-237,3	0,06631359	-237,27	-15,734
27		-237,3	0,05974197	-237,27	-14,175
28		-237,3	0,0538216	-237,27	-12,77
29		-237,3	0,04848793	-237,27	-11,505
30		-237,3	0,04368282	-237,27	-10,365
				СУММА	-3561,2

*Выручка от реализации*

В данной магистерской диссертации выручка от реализации проекта по строительству ПС Раффлс допускается рассчитывать с использованием выражения на основе справочных данных:

$$Q_{pt} = P_{нагр} \cdot T \cdot T_{макс}. \quad (24)$$

где  $T$  – тариф на транспорт электроэнергии по сетям ПАО «ФСК ЕЭС», 0,0025 руб./МВтч [САЙТ ФСК];

$T_{макс}$  - число часов максимума нагрузки, 6000 ч [9];

$P_{нагр}$  - нагрузка ПС Раффлс – 38 МВт

Эффект для всех вариантов аналогичен и равен:

$$Q_{pt} = 38000 \cdot 2,5 \cdot 6000 = 570 \text{ млн.руб.}$$

*Чистый доход*

В данной магистерской диссертации чистый доход от реализации проекта по строительству ПС Раффлс допускается рассчитывать с использованием выражения на основе справочных данных:

$$ЧД = \sum_m \Phi_m = \sum_m (O_{pt} - K_t - I_t), \quad (25)$$

где  $\Phi_m$  - результирующие затраты, млн.руб.;

$m$ - шаг расчётного периода, лет.

*Чистый дисконтированный доход*

В данной магистерской диссертации чистый дисконтированный доход от реализации проекта по строительству ПС Раффлс допускается рассчитывать с использованием выражения на основе справочных данных:

$$ЧДД = \sum_m \Phi_m (1 + E_{н.п.})^{T_0 - \tau}, \quad (26)$$

где  $T_0$  – год, к которому приводятся разновременные затраты;

$\tau$  – текущий год строительства и эксплуатации.

$E_{нп}$  - ставка дисконтирования, % (определяется исходя из данных Центрального Банка Российской Федерации, 11%, [9]);

ЧД и ЧДД характеризуют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами соответственно без учета и с учетом неодинаковости эффектов, относящихся к различным моментам времени.

Расчёт ЧДД для трёх вариантов приведён в таблицах 20-22.

Таблица 20 – Расчёт ЧДД для варианта № 1

Год	К, млн. руб	И, млн. руб	Ор, млн. руб.	Фм, млн. руб.	Коэф дисконтирования	ЧДД, млн.руб.	ЧДД накопительный, млн. руб..
1	2	3	4	5	6	7	8
1	-850,46			-850,46	0,90	-766,18	-766,18
2	-850,46			-850,46	0,81	-690,25	-1456,43
3	-850,46			-850,46	0,73	-621,85	-2078,28
4		-237,3	570	332,73	0,66	219,18	-1859,10
5		-237,3	570	332,73	0,59	197,46	-1661,64
6		-237,3	570	332,73	0,53	177,89	-1483,75
7		-237,3	570	332,73	0,48	160,26	-1323,49
8		-237,3	570	332,73	0,43	144,38	-1179,11
9		-237,3	570	332,73	0,39	130,07	-1049,04
10		-237,3	570	332,73	0,35	117,18	-931,86
11		-237,3	570	332,73	0,32	105,57	-826,29
12		-237,3	570	332,73	0,29	95,11	-731,18
13		-237,3	570	332,73	0,26	85,68	-645,50
14		-237,3	570	332,73	0,23	77,19	-568,31
15		-237,3	570	332,73	0,21	69,54	-498,77
16		-237,3	570	332,73	0,19	62,65	-436,11
17		-237,3	570	332,73	0,17	56,44	-379,67
18		-237,3	570	332,73	0,15	50,85	-328,82
19		-237,3	570	332,73	0,14	45,81	-283,02
20		-237,3	570	332,73	0,12	41,27	-241,75
21		-237,3	570	332,73	0,11	37,18	-204,57
22		-237,3	570	332,73	0,10	33,50	-171,07
23		-237,3	570	332,73	0,09	30,18	-140,89
24		-237,3	570	332,73	0,08	27,19	-113,71
25		-237,3	570	332,73	0,07	24,49	-89,22
26		-237,3	570	332,73	0,07	22,06	-67,15

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8
27		-237,3	570	332,73	0,06	19,88	-47,27
28		-237,3	570	332,73	0,05	17,91	-29,37
29		-237,3	570	332,73	0,05	16,13	-13,23
30		-237,3	570	332,73	0,04	14,53	<b>1,30</b>

Таблица 21– Расчёт ЧДД для варианта № 2

Год	К, млн. руб	И, млн. руб	Орт, млн. руб.	Фм, млн. руб.	Коэф дисконтирования	ЧДД, млн.руб.	ЧДД накопительный, млн. руб..
1	2	3	4	5	6	7	8
1	-799,565			-799,57	0,90	-720,33	-720,33
2	-799,565			-799,57	0,81	-648,94	-1369,27
3	-799,565			-799,57	0,73	-584,64	-1953,91
4		-235,5	570	334,52	0,66	220,36	-1733,55
5		-235,5	570	334,52	0,59	198,52	-1535,03
6		-235,5	570	334,52	0,53	178,85	-1356,18
7		-235,5	570	334,52	0,48	161,12	-1195,06
8		-235,5	570	334,52	0,43	145,16	-1049,90
9		-235,5	570	334,52	0,39	130,77	-919,13
10		-235,5	570	334,52	0,35	117,81	-801,31
11		-235,5	570	334,52	0,32	106,14	-695,17
12		-235,5	570	334,52	0,29	95,62	-599,56
13		-235,5	570	334,52	0,26	86,14	-513,41
14		-235,5	570	334,52	0,23	77,61	-435,80
15		-235,5	570	334,52	0,21	69,92	-365,89
16		-235,5	570	334,52	0,19	62,99	-302,90
17		-235,5	570	334,52	0,17	56,75	-246,15
18		-235,5	570	334,52	0,15	51,12	-195,03
19		-235,5	570	334,52	0,14	46,06	-148,98
20		-235,5	570	334,52	0,12	41,49	-107,48
21		-235,5	570	334,52	0,11	37,38	-70,10
22		-235,5	570	334,52	0,10	33,68	-36,43
23		-235,5	570	334,52	0,09	30,34	-6,09
24		-235,5	570	334,52	0,08	27,33	21,24

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8
25		-235,5	570	334,52	0,07	24,62	45,86
26		-235,5	570	334,52	0,07	22,18	68,05
27		-235,5	570	334,52	0,06	19,98	88,03
28		-235,5	570	334,52	0,05	18,00	106,04
29		-235,5	570	334,52	0,05	16,22	122,26
30		-235,5	570	334,52	0,04	14,61	<b>136,87</b>

Таблица 22 – Расчёт ЧДД для варианта № 3

Год	К, млн. руб	И, млн. руб	Орт, млн. руб.	Фм, млн. руб.	Коэф дисконтирования	ЧДД, млн.руб.	ЧДД накопительный, млн. руб..
1	2	3	4	5	6	7	8
1	-919,79			-919,79	0,90	-828,64	-828,64
2	-919,79			-919,79	0,81	-746,52	-1575,17
3	-919,79			-919,79	0,73	-672,54	-2247,71
4		-244,1	570	325,86	0,66	214,65	-2033,06
5		-244,1	570	325,86	0,59	193,38	-1839,67
6		-244,1	570	325,86	0,53	174,22	-1665,46
7		-244,1	570	325,86	0,48	156,95	-1508,50
8		-244,1	570	325,86	0,43	141,40	-1367,10
9		-244,1	570	325,86	0,39	127,39	-1239,72
10		-244,1	570	325,86	0,35	114,76	-1124,95
11		-244,1	570	325,86	0,32	103,39	-1021,56
12		-244,1	570	325,86	0,29	93,14	-928,42
13		-244,1	570	325,86	0,26	83,91	-844,50
14		-244,1	570	325,86	0,23	75,60	-768,91
15		-244,1	570	325,86	0,21	68,11	-700,80
16		-244,1	570	325,86	0,19	61,36	-639,44
17		-244,1	570	325,86	0,17	55,28	-584,17
18		-244,1	570	325,86	0,15	49,80	-534,37
19		-244,1	570	325,86	0,14	44,86	-489,50
20		-244,1	570	325,86	0,12	40,42	-449,09

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7	8
21		-244,1	570	325,86	0,11	36,41	-412,67
22		-244,1	570	325,86	0,10	32,80	-379,87
23		-244,1	570	325,86	0,09	29,55	-350,32
24		-244,1	570	325,86	0,08	26,62	-323,69
25		-244,1	570	325,86	0,07	23,99	-299,71
26		-244,1	570	325,86	0,07	21,61	-278,10
27		-244,1	570	325,86	0,06	19,47	-258,63
28		-244,1	570	325,86	0,05	17,54	-241,09
29		-244,1	570	325,86	0,05	15,80	-225,29
30		-244,1	570	325,86	0,04	14,23	<b>-211,06</b>

*Индекс дисконтированных инвестиций (ИДД)*

В данной магистерской диссертации индекс доходности дисконтированных инвестиций для возведения ПС Раффлс допускается рассчитывать с использованием выражения на основе справочных данных:

$$ИДД = 1 + \frac{ЧДД}{K}. \quad (27)$$

Выходные данные по расчёту ЧДД за каждый год реализации проекта составляются в виде таблицы, в которую данные о ЧДД заносятся с учётом ЧДД в предыдущем периоде, т.е. нарастающим итогом, что в конечном счёте позволяет построить график изменения ЧДД по мере реализации проекта.

График изменения ЧДД в случае нахождения срока окупаемости представляет удобный инструмент для нахождения порога окупаемости, когда ЧДД становится положительным не снижаясь в отрицательную область значений ЧДД

При оценке эффективности срок окупаемости, как правило, выступает только в качестве ограничения.

При расчёте дисконтированных затрат и ЧДД сделано допущение, что во всех вариантах строительство всех объектов для подключения ПС Раффлс выполняется в течение 3 лет.

Определённые экономические показатели для каждого варианта приведены в таблице. А графики ЧДД для каждого из них приведены на рисунках 4.1 – 4.3



Рисунок 4.1 – Дисконтированный срок окупаемости вариант 1

На графиках ЧДД явно отслеживается величина дисконтированных капитальных затрат и скорость возвращения инвестиций в проект. Как видно из рисунков, наилучший эффект достигается в варианте №2, что связано в первую очередь с меньшими дисконтированными затратами и издержками в предлагаемом варианте. Это стало следствием того, что данный вариант не включает в себя дополнительно усиление сети за счёт строительства дополнительной ВЛ от ПС Владивосток до ПС Береговая-2, а сам является средством повышения надёжности. То есть подключение ПС Раффлс по данному варианту изначально включает в себя необходимый запас для развития данного района проектирования.



Рисунок 4.2 – Дисконтированный срок окупаемости варианта 2



Рисунок 4.3 – Дисконтированный срок окупаемости варианта 3.

По результатам анализа всех показателей эффективности вариант № 2 является наиболее эффективным из трёх рассматриваемых. Его целесообразно принять для дальнейшей реализации.

Таблица 23 – Экономические показатели вариантов

Параметр	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Капитальные вложения, млн. руб.	2551,38	2398,70	2759,38
Дисконтированные затраты, млн. руб.	-3561,24	-3425,67	-3773,60
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	1,30	136,87	-211,06
ИДД	1,0005	1,0571	0,9235
Дисконтированный срок окупаемости, лет	30	24	-

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной диссертации проработаны вопросы присоединения ПС Раффлс, от которой предполагается электроснабжение одной из площадок ТОР Большой камень в г. Большой камень.

В диссертации решены следующие задачи:

- проведен анализ действующей сети (показано состояние и загрузка существующего оборудования);

- составлено 3 варианта развития электрической сети на напряжении 220 кВ;

- выбраны сечения линий электропередач (воздушных и кабельных участков) для каждого варианта;

- выбраны число и мощности силовых трансформаторов;

- выбраны типы схем РУ подстанций;

- для трёх предложенных вариантов рассчитаны и проанализированы установившиеся нормальные и послеаварийные режимы. Доказана необходимость строительства дополнительной ВЛ 220 кВ от ПС Владивосток до ПС Береговая-2 или до ПС Раффлс (в зависимости от варианта).

- рассчитаны капитальные вложения, эксплуатационные издержки дисконтированные затраты, ЧДД и ИДД, в результате чего выбран оптимальный вариант электрической сети;

- проведён анализ влияния условий прокладки на сечение кабельных систем 220 кВ;

- обозначена целесообразность реализации ПС 220 кВ Раффлс как подстанции нового поколения, приведены особенности реализации такой технологии проектирования и эксплуатации;

- вариант исполнения проектируемой ПС нового поколения описан с учётом возможности использования инновационных технологий – КРУЭ с цифровыми ТТ и ТН российского производства.

Результаты расчета технико-экономических показателей проекта, анализ потерь мощности в проектируемой сети, анализ напряжений и загрузки ЛЭП в нормальном и послеаварийных режимах, позволяют сделать вывод о том, что развитие сети по выбранному варианту является технически осуществимым и экономически эффективным.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. 52 с
2. Артёмовская ТЭЦ. Официальный Сайт АО «ДГК». [Электронный ресурс] — Режим доступа: <https://www.dvgk.ru/page/2748>
3. Блинова. В. М. Сравнительный анализ эксплуатационных характеристик современных высоковольтных кабелей [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitelnyy-analiz-ekspluatatsionnyh-harakteristik-sovremennyh-vysokovolnyh-kabeley/viewer> - 08.05.2022.
4. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
5. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [электронный ресурс] — Режим доступа. — <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> 08.04.2022.
6. ГОСТ Р 58670-2019. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем; введ. 2020-01-01. – Москва: федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии; М. : Изд-во стандартов, 2019. – 34 с.
7. ДРОЗДОВА Т.В., ЕЛОВ Н.Е., МОРОЗОВ А.П. Цифровая подстанция»: практический опыт. первое в России внедрение технологии на действующем объекте генерации //ЭНЕРГИЯ ЕДИНОЙ СЕТИ №3 (26) ИЮНЬ — ИЮЛЬ 2016. URL: [http://www.epsa-spb.ru/f/drozdova\\_2.pdf](http://www.epsa-spb.ru/f/drozdova_2.pdf) (дата обращения: 06.06.2022).
8. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учеб. пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.

9. Инфляционный калькулятор. URL: <https://уровень-инфляции.рф/таблицы-инфляции>– 28.04.2022

10. Кадомская К. П. Лавров Ю. А., Рейхерд А. А. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: Учебник. Изд-во НИ ТУ, Новосибирск. 2004. 368с

11. Кобец Б. Б., Волкова И. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 208 с.

12. КРУЭ 220 кВ (российского производства и импортируемое). Перечень производителей. Характеристики. URL: <https://elensis.ru/2018/09/01/круэ-220-кв-российского-производства-и-и/> (дата обращения: 05.05.2022)

13. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118.-2003 Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281

14. Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.

15. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.10.248-2017 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.10.248-2017\\_.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.248-2017_.pdf)

16. Общие технические требования к подстанциям 330-750 кВ нового поколения. URL: <http://esystems.ru/библиотека-2/энергоснабжение-и-сети/общите-технические-требования-к-подст> (дата обращения: 02.06.2022).

17. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru>. (дата обращения: 02.04.2022).

18. Официальный сайт АО «РАДИУС Автоматика» - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rza.ru/>
19. Официальный сайт АО «ЧЭАЗ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.cheaz.ru/>
20. Официальный сайт «Производственно-коммерческой компания «КЭРС» URL: <http://kers.su/about/> (дата обращения: 02.04.2022).
21. Официальный сайт «НПП Бреслер» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.bresler.ru/istoriya>
22. Официальный сайт ООО "Юнител Инжиниринг" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://uni-eng.ru/about/history/>
23. Официальный сайт группы компаний «Энерготехмонтаж» [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://etmz.ru/o-kompanii/> / - 02.05.2022.
24. Официальный сайт АО "Кирскабель" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kirscable.ru/about.html> - 02.06.2022.
25. Официальный сайт Компания ЭКНИС-ИНЖИНИРИНГ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://eknis.net/ru/company-profile/> - 02.06.2022.
26. Официальный сайт ООО «ЭЛЕКТРОТЕХНИКА» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://et31.ru/%d0%bf%d1%80%d0%b5%d0%b4%d0%bf%d1%80%d0%b8%d1%8f%d1%82%d0%b8%d0%b5/> 02.06.2022.
27. Партизанская ГРЭС. Официальный сайт АО «ДГК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.dvgk.ru/page/2747> - 02.04.2022
28. Правила устройства электроустановок . – 7-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 118 с.
29. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. N 937.

30. Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» // Зарегистрирован в Минюсте России 22 июля 2015 г. №38151.

31. Приказ Минэнерго России от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229»\_// Зарегистрирован в Минюсте России 28 марта 2021 г. №54199

32. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.30.047-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г.

33. Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 647 с.

34. Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети. Методические указания к курсовому проектированию – Благовещенск. : АмГУ, 2013. – 59 с.

35. Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах : учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Б.: Издательство АмГУ, 1999. – 238 с.

36. Сайт компании ЗАО «ЗЭТО» [электронный ресурс] — Режим доступа: [https://zeto.ru/news\\_company/rossiyskoy-yelektroyenergetike-ross/](https://zeto.ru/news_company/rossiyskoy-yelektroyenergetike-ross/)-04.06.2022

37. Сайт АО «ПРОФОТЕК» » [электронный ресурс] — Режим доступа: <http://www.profotech.ru/products/206/> - 04.06.2022

38. Сайт Цифровая подстанция » [электронный ресурс] — Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2017/08/23/vsya-pravda-ob-opticheskikh-transformatorah-chast-1/> - 04.06.2022
39. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
40. Справочник Севкабель. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [gov.spb.ru/static/writable/ckeditor/uploads/2015/06/04/Кабели%20на%20напряжение%20110-220%20кВ\\_rK%20СеВКаб;ib.pdf](http://gov.spb.ru/static/writable/ckeditor/uploads/2015/06/04/Кабели%20на%20напряжение%20110-220%20кВ_rK%20СеВКаб;ib.pdf) \_ 08.05.2022.
41. СТО 56947007-29.240.01.148-2013 Система обеспечения информационной безопасности ПАО «ФСК ЕЭС». Требования к автоматизированным системам управления технологическими процессами, ОАО «ФСК ЕЭС».
42. СТО 56947007-29.240.124-2012 СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО "ФСК ЕЭС"/ Сборник "Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ" 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО "ФСК ЕЭС" URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200095834>
43. Судостроительный комплекс Звезда. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Судостроительный\\_комплекс\\_«Звезда»](https://ru.wikipedia.org/wiki/Судостроительный_комплекс_«Звезда»)– 2.05.2022.
44. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026. – 272 с.
45. Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на период 2022 – 2026 годов.
46. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. типовые решения стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс] — Режим доступа. — <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> - - 08.05.2022.
47. Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами

подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС). Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007- 25.040.40.227-2016 [Электронный ресурс] — Режим доступа. — [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-25.040.40.227-2016\\_FSK.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-25.040.40.227-2016_FSK.pdf)

48. Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередач и подстанций 35-750 кВ. [Электронный ресурс] - Режим доступа: [http://www.fsk-ees.ru/about/management\\_and\\_control/test/Sbornik\\_IK\\_FSK\\_USP\\_35-750\\_part\\_01.pdf](http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/Sbornik_IK_FSK_USP_35-750_part_01.pdf) - 04.06.2022

49. Цифровая подстанция. Методические указания по проектированию ЦПС СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.10.299-2020 Электронный ресурс. – Режим доступа: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.10.299-2020.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.299-2020.pdf)

50. Щербина Д.В. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КАБЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЗАХОДОВ НА ПС 220 КВ РАФФПС // Студенческий: электрон, научн. журн. 2022. № % 19(189). URL: <https://sibac.info/journal/student/189/254084> (дата обращения: 06.06.2022).

51. Щербина Д.В. РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЁЖНОСТИ СХЕМЫ ВЫДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ТЭЦ В Г. СОВЕТСКАЯ ГАВАНЬ // Студенческий: электрон, научн. журн. 2022. №4(174). URL:<https://sibac.info/journal/student/174/240357> (дата обращения: 12.06.2022).

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Результаты расчётов электрических режимов в табличном виде

Таблица А1 - Узлы. Нормальный режим вариант № 1.

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	АТЭЦ 110	110	306,9	77,3	182,0	93,0	120,6
Нагр	2	Смоляниново тяговая	110	16,2	22,5			118,9
Нагр	3	Береговая-1	110	11,8	2,4			120,4
Нагр	4	Береговая-2 110	110	27,1	26,0			120,7
Нагр	5	Топаз	110	2,1	0,6			119,6
Нагр	6	Новый мир	110	1,9	1,4			119,1
Нагр	7	Подъяпольск	110	2,5	0,8			118,8
Нагр	8	178-Ф	110	4,4	0,8			118,6
Нагр	9	Промысловка	110	17,3	2,6			118,5
Нагр	10	С-55	110	23,2	7,2			117,5
Нагр	11	Находка	110	74,2	25,2			118,8
Нагр	12	Широкая 110	110	38,6	13,6			120,2
Нагр	13	Находка тяговая	110	6,2	3,6			119,0
Ген	14	ПАГРЭС 110	110	113,7	38,6	136,0	58,9	120,6
Нагр	15	Восточная тяговая	110	4,2	8,4			115,7
Нагр	17	Угольная	110	34,4	12,6			115,7
Нагр	18	Екатериновка	110	24,4	19,8			117,4
Нагр	19	Голубовка	110	13,4	3,2			117,1
Нагр	20	АТЭЦ 220	220	12,1	-47,5	68,5	25,0	229,9
Нагр	21	Береговая-2 220	220					224,2
Нагр	22	Перевал	220	1,4	0,8			224,9
Нагр	23	Широкая 220	220					225,5
Нагр	24	Козьмино 220	220	3,0	0,2			228,6
Нагр	25	ПАГРЭС 220	220			39,0	31,2	229,5
Нагр	26	Лозовая 220	220	0,4				228,6
База	27	Лозовая 500	500			461,7	-116,7	500,0
Нагр	28	Раффлс	220	38,0	15,0			224,1
Нагр	30	Находка 220	220					225,8
Нагр	51	Топаз 2	110	2,0	0,6			120,6
Нагр	60	Звезда	220	60,0	24,0			224,2
Нагр	31	Садовая	110	1,4	0,6			120,3
База	40	Владивосток 500	500			91,2	169,4	505,4
Нагр	41	Владивосток 220	220	121,4	88,3			230,5
Нагр	42	Аэропорт	220	4,4	-1,1			230,3

Таблица А2 - Ветви. Нормальный режим вариант № 1.

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	G	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	1	2	АТЭЦ 110 - Смоляниново тяговая	6,7	11,0		-64,0		-10,2	-12,4	80,5
ЛЭП	4	3	Береговая-2 110 - Береговая-1	0,4	0,7		-4,5		-32,7	-27,9	205,9
ЛЭП	4	5	Береговая-2 110 - Топаз	10,3	10,7		-61,2		-8,2	-4,1	46,2
ЛЭП	4	51	Береговая-2 110 - Топаз 2	0,6	0,9		-5,3		-2,0	-0,5	9,9
ЛЭП	5	6	Топаз - Новый мир	4,3	6,1		-36,5		-6,1	-4,4	37,8
ЛЭП	6	7	Новый мир - Подъяпольск	4,1	5,8		-34,9		-4,1	-3,5	27,7
ЛЭП	7	8	Подъяпольск - 178-Ф	3,5	5,9		-36,9		-1,6	-3,2	19,5
ЛЭП	8	9	178-Ф - Промысловка	3,8	6,3		-37,5		2,8	-2,9	21,7
ЛЭП	9	10	Промысловка - С-55	4,6	8,0		-47,5		7,2	-17,9	96,9
ЛЭП	10	11	С-55 - Находка	11,9	19,8		-118,3		30,5	-11,2	162,2
ЛЭП	11	12	Находка - Широкая 110	4,5	10,5		-68,7		20,9	7,8	108,6
ЛЭП	11	13	Находка - Находка тяговая	3,6	6,0		-35,3		22,6	-9,0	119,3
ЛЭП	13	14	Находка тяговая - ПАГРЭС 110	9,6	15,9		-93,5		29,0	-5,6	144,4
ЛЭП	12	19	Широкая 110 - Голубовка	5,4	13,9		-71,2		-21,6	-18,5	140,1
ЛЭП	19	15	Голубовка - Восточная тяговая	3,2	8,1		-54,2		-8,0	-15,6	89,7
ЛЭП	15	17	Восточная тяговая - Угольная	0,2	0,5		-3,0		-3,7	-7,8	43,1
ЛЭП	17	18	Угольная - Екатериновка	4,5	10,9		-72,6		30,7	4,8	155,2
ЛЭП	18	14	Екатериновка - ПАГРЭС 110	3,2	8,2		-54,8		55,5	24,4	298,0
Тр-р	20	1	АТЭЦ 220 - АТЭЦ 110	0,6	30,4	2,4	18,9	0,5	-135,5	-8,3	340,8
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2,8	104,0	0,9	6,0	0,6	-35,2	-34,5	126,9
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2,8	104,0	0,8	6,0	0,6	-35,2	-34,5	126,9
Тр-р	30	11	Находка 220 - Находка	2,8	104,0	0,8	6,0	0,5	-31,1	-10,0	83,6
Тр-р	30	11	Находка 220 - Находка	2,8	104,0	0,8	6,0	0,5	-31,1	-10,0	83,6
ЛЭП	22	60	Перевал - Звезда	3,6	14,4		-89,0		-73,9	8,7	191,1
ЛЭП	22	23	Перевал - Широкая 220	3,9	16,3		-106,6		75,4	-8,0	196,3
ЛЭП	20	21	АТЭЦ 220 - Береговая-2 220	4,4	19,4		-119,6		-20,3	-59,5	172,7

Продолжение таблицы А2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Гр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1,0	59,2	1,2	11,8	0,5	-40,8	-22,8	119,6
Гр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1,0	59,2	1,2	11,8	0,5	-40,8	-22,8	119,6
Гр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1,0	59,2	1,2	11,8	0,5	-31,9	-1,5	80,3
Гр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1,0	59,2	1,2	11,8	0,5	-31,9	-1,5	80,3
ЛЭП	24	26	Козьмино 220 - Лозовая 220	3,1	11,8		-70,3		1,5	0,1	9,8
ЛЭП	24	26	Козьмино 220 - Лозовая 220	3,1	11,8		-70,3		1,5	0,1	9,8
ЛЭП	25	26	ПАГРЭС 220 - Лозовая 220	2,1	9,0		-55,4		24,8	-28,1	99,8
Гр-р	27	26	Лозовая 500 - Лозовая 220	1,0	61,1	1,5	24,2	0,5	-250,0	-35,0	291,5
ЛЭП	23	30	Широкая 220 - Находка 220	0,7	3,0		-18,2		50,1	8,4	130,2
ЛЭП	26	30	Лозовая 220 - Находка 220	2,7	12,2		-76,0		-113,1	-27,0	296,0
ЛЭП	3	9	Береговая-1 - Промысловка	5,7	9,0		-53,0		-13,2	-16,6	104,8
ЛЭП	21	60	Береговая-2 220 - Звезда	0,1	0,3		-1,6		-24,4	-34,0	107,9
ЛЭП	23	26	Широкая 220 - Лозовая 220	3,2	14,2		-87,3		107,3	25,6	282,4
Гр-р	40	41	Владивосток 500 - Владивосток 220	0,8	56,9	0,6	1,3	0,5	-302,0	-130,1	375,7
ЛЭП	41	42	Владивосток 220 - Аэропорт	1,6	8,6		-135,5		-104,4	16,6	264,8
ЛЭП	42	20	Аэропорт - АТЭЦ 220	1,5	7,9		-130,8		-99,6	10,1	251,1
ЛЭП	40	27	Владивосток 500 - Лозовая 500	4,1	37,2		-476,4		210,8	-39,3	300,8
ЛЭП	2	31	Смоляниново тяговая - Садовая	8,7	13,9		-83,0		6,1	9,4	54,5
ЛЭП	3	31	Береговая-1 - Садовая	0,3	0,5		-2,9		-7,6	-8,8	56,2
ЛЭП	60	28	Звезда - Раффлс	0,4	0,4		-107,0		-19,0	-2,1	52,6
ЛЭП	60	28	Звезда - Раффлс	0,4	0,4		-107,0		-19,0	-2,1	52,6
ЛЭП	21	41	Береговая-2 220 - Владивосток 220	6,0	26,6		-164,0		74,8	39,0	217,2

Таблица А3 - Узлы. Вариант № 1. Отключение ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ –  
Береговая -2 и ВЛ 220 кВ Широкая – Перевал (при наличии ВЛ 220 кВ  
Владивосток – Берговая-2).

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V
Ген	1	АТЭЦ 110	110	306,9	77,3	182,0	87,6	120,6
Нагр	2	Смоляниново тяговая	110	16,2	22,5			117,4
Нагр	3	Береговая-1	110	11,8	2,4			117,0
Нагр	4	Береговая-2 110	110	27,1	26,0			117,2
Нагр	5	Топаз	110	2,1	0,6			116,3
Нагр	6	Новый мир	110	1,9	1,4			116,0
Нагр	7	Подъяпольск	110	2,5	0,8			115,7
Нагр	8	178-Ф	110	4,4	0,8			115,6
Нагр	9	Промысловка	110	17,3	2,6			115,6
Нагр	10	С-55	110	23,2	7,2			115,3
Нагр	11	Находка	110	74,2	25,2			118,4
Нагр	12	Широкая 110	110	38,6	13,6			120,1
Нагр	13	Находка тяговая	110	6,2	3,6			118,7
Ген	14	ПАГРЭС 110	110	113,7	38,6	136,0	62,9	120,6
Нагр	15	Восточная тяговая	110	4,2	8,4			115,7
Нагр	17	Угольная	110	34,4	12,6			115,7
Нагр	18	Екатериновка	110	24,4	19,8			117,3
Нагр	19	Голубовка	110	13,4	3,2			117,0
Нагр	20	АТЭЦ 220	220	12,1	-47,5	68,5	25,0	232,1
Нагр	21	Береговая-2 220	220					215,5
Нагр	22	Перевал	220	1,4	0,8			215,5
Нагр	23	Широкая 220	220					225,3
Нагр	24	Козьмино 220	220	3,0	0,2			228,3
Нагр	25	ПАГРЭС 220	220			39,0	31,2	229,3
Нагр	26	Лозовая 220	220	0,4				228,3
База	27	Лозовая 500	500			401,1	-113,8	500,0
Нагр	28	Раффлс	220	38,0	15,0			215,4
Нагр	30	Находка 220	220					225,5
Нагр	51	Топаз 2	110	2,0	0,6			117,1
Нагр	60	Звезда	220	60,0	24,0			215,4
Нагр	31	Садовая	110	1,4	0,6			117,0
База	40	Владивосток 500	500			154,0	191,5	505,4
Нагр	41	Владивосток 220	220	121,4	88,3			229,5
Нагр	42	Аэропорт	220	4,4	-1,1			231,0

Таблица А4 - Ветви. Вариант № 1. Отключение ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая -2 и ВЛ 220 кВ Широкая – Перевал (при наличии ВЛ 220 кВ Владивосток – Берговая-2).

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	P нач	Q нач	I max	I загр.	Идоп_25_ ДДТН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	1	2	АТЭЦ 110 - Смоляниново тяговая	6,7	11,0		-64,0		-20,1	-22,6	148,1	43,9	337,0
ЛЭП	4	3	Береговая-2 110 - Береговая-1	0,4	0,7		-4,5		-11,5	-17,8	104,7		
ЛЭП	4	5	Береговая-2 110 - Топаз	10,3	10,7		-61,2		-5,0	-4,2	34,8		
ЛЭП	4	51	Береговая-2 110 - Топаз 2	0,6	0,9		-5,3		-2,0	-0,5	10,2		
ЛЭП	5	6	Топаз - Новый мир	4,3	6,1		-36,5		-2,9	-4,4	28,2		
ЛЭП	6	7	Новый мир - Подъяпольск	4,1	5,8		-34,9		-0,9	-3,5	20,1		
ЛЭП	7	8	Подъяпольск - 178-Ф	3,5	5,9		-36,9		1,6	-3,2	19,9		
ЛЭП	8	9	178-Ф - Промысловка	3,8	6,3		-37,5		6,1	-2,9	34,6		
ЛЭП	9	10	Промысловка - С-55	4,6	8,0		-47,5		21,8	-17,5	141,8		
ЛЭП	10	11	С-55 - Находка	11,9	19,8		-118,3		45,3	-10,5	234,4		
ЛЭП	11	12	Находка - Широкая 110	4,5	10,5		-68,7		27,9	7,7	141,2	23,2	610,0
ЛЭП	11	13	Находка - Находка тяговая	3,6	6,0		-35,3		23,9	-7,6	123,3	36,6	337,0
ЛЭП	13	14	Находка тяговая - ПАГРЭС 110	9,6	15,9		-93,5		30,3	-4,2	149,6	44,4	337,0
ЛЭП	12	19	Широкая 110 - Голубовка	5,4	13,9		-71,2		-22,8	-17,7	141,7		
ЛЭП	19	15	Голубовка - Восточная тяговая	3,2	8,1		-54,2		-9,1	-14,8	88,6		

Продолжение таблицы А4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	15	17	Восточная тяговая - Угольная	0,2	0,5		-3,0		-4,8	-6,9	42,2		
ЛЭП	17	18	Угольная - Екатериновка	4,5	10,9		-72,6		29,6	5,6	150,5		
ЛЭП	18	14	Екатериновка - ПАГРЭС 110	3,2	8,2		-54,8		54,3	25,2	294,6		
Тр-р	20	1	АТЭЦ 220 - АТЭЦ 110	0,6	30,4	2,4	18,9	0,5	-145,4	-25,6	367,2		
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2,8	104,0	0,9	6,0	0,6	-22,9	-27,3	95,4		
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2,8	104,0	0,8	6,0	0,6	-22,9	-27,3	95,4		
Тр-р	30	11	Находка 220 - Находка	2,8	104,0	0,8	6,0	0,5	-34,9	-11,2	93,8		
Тр-р	30	11	Находка 220 - Находка	2,8	104,0	0,8	6,0	0,5	-34,9	-11,2	93,8		
ЛЭП	22	60	Перевал - Звезда	3,6	14,4		-89,0		1,4	0,8	9,8	1,6	710,0
ЛЭП	22	23	Перевал - Широкая 220	3,9	16,3		-106,6						680,0
ЛЭП	20	21	АТЭЦ 220 - Береговая-2 220	4,4	19,4		-119,6						798,0
Тр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1,0	59,2	1,2	11,8	0,5	-44,9	-22,9	129,1		
Тр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1,0	59,2	1,2	11,8	0,5	-44,9	-22,9	129,1		
Тр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1,0	59,2	1,2	11,8	0,5	-32,0	-0,7	80,5		
Тр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1,0	59,2	1,2	11,8	0,5	-32,0	-0,7	80,5		

Продолжение таблицы А4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	24	26	Козьмино 220 - Лозовая 220	3,1	11,8		-70,3		1,5	0,1	9,7		
ЛЭП	24	26	Козьмино 220 - Лозовая 220	3,1	11,8		-70,3		1,5	0,1	9,7		
ЛЭП	25	26	ПАГРЭС 220 - Лозовая 220	2,1	9,0		-55,4		25,0	-29,9	103,7		
Тр-р	27	26	Лозовая 500 - Лозовая 220	1,0	61,1	1,5	24,2	0,5	-189,4	-38,0	223,1		
ЛЭП	23	30	Широкая 220 - Находка 220	0,7	3,0		-18,2		14,3	13,1	49,7	5,2	953,0
ЛЭП	26	30	Лозовая 220 - Находка 220	2,7	12,2		-76,0		-84,6	-32,5	232,9	24,4	953,0
ЛЭП	3	9	Береговая-1 - Промысловка	5,7	9,0		-53,0		-1,7	-16,3	84,5	25,1	337,0
ЛЭП	21	60	Береговая-2 220 - Звезда	0,1	0,3		-1,6		-99,4	-25,7	275,2	34,5	798,0
ЛЭП	23	26	Широкая 220 - Лозовая 220	3,2	14,2		-87,3		75,5	32,6	210,7	30,5	690,0
Тр-р	40	41	Владивосток 500 - Владивосток 220	0,8	56,9	0,6	1,3	0,5	-364,9	-152,2	451,6		
ЛЭП	41	42	Владивосток 220 - Аэропорт	1,6	8,6		-135,5		-94,1	58,7	279,0	40,4	690,0
ЛЭП	42	20	Аэропорт - АТЭС 220	1,5	7,9		-130,8		-89,3	52,4	258,8	31,4	825,0
ЛЭП	40	27	Владивосток 500 - Лозовая 500	4,1	37,2		-476,4		210,8	-39,3	300,8	30,1	1340,0
ЛЭП	2	31	Смоляниново тяговая - Садовая	8,7	13,9		-83,0		-3,4	-0,3	18,2		
ЛЭП	3	31	Береговая-1 - Садовая	0,3	0,5		-2,9		2,0	0,9	10,7		
ЛЭП	60	28	Звезда - Раффлс	0,4	0,4		-107,0		-19,0	-2,5	54,7	15,3	358,0

Продолжение таблицы А4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	60	28	Звезда - Раффлс	0,4	0,4		-107,0		-19,0	-2,5	54,7	15,3	358,0
ЛЭП	21	41	Береговая-2 220 - Владивосток 220	6,0	26,6		-164,0		145,2	80,3	444,5	62,6	710,0

Таблица А5 - Узлы. Вариант № 2. Нормальный режим.

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
Ген	1	АТЭЦ 110	110	306,9	77,3	182,0	95,0	120,6
Нагр	2	Смоляниново тяговая	110	16,2	22,5			118,8
Нагр	3	Береговая-1	110	11,8	2,4			120,2
Нагр	4	Береговая-2 110	110	27,1	26,0			120,5
Нагр	5	Топаз	110	2,1	0,6			119,4
Нагр	6	Новый мир	110	1,9	1,4			119,0
Нагр	7	Подъяпольск	110	2,5	0,8			118,6
Нагр	8	178-Ф	110	4,4	0,8			118,4
Нагр	9	Промысловка	110	17,3	2,6			118,3
Нагр	10	С-55	110	23,2	7,2			117,4
Нагр	11	Находка	110	74,2	25,2			118,7
Нагр	12	Широкая 110	110	38,6	13,6			120,2
Нагр	13	Находка тяговая	110	6,2	3,6			119,0
Ген	14	ПАГРЭС 110	110	113,7	38,6	136,0	59,8	120,6
Нагр	15	Восточная тяговая	110	4,2	8,4			115,7
Нагр	17	Угольная	110	34,4	12,6			115,7
Нагр	18	Екатериновка	110	24,4	19,8			117,3
Нагр	19	Голубовка	110	13,4	3,2			117,0
Нагр	20	АТЭЦ 220	220	12,1	-47,5	68,5	25,0	229,7
Нагр	21	Береговая-2 220	220					223,8
Нагр	22	Перевал	220	1,4	0,8			224,6
Нагр	23	Широкая 220	220					225,4
Нагр	24	Козьмино 220	220	3,0	0,2			228,6
Нагр	25	ПАГРЭС 220	220			39,0	31,2	229,5
Нагр	26	Лозовая 220	220	0,4				228,5
База	27	Лозовая 500	500			462,3	-115,4	500,0
Нагр	28	Раффлс	220	38,0	15,0			223,9
Нагр	30	Находка 220	220					225,6
Нагр	51	Топаз 2	110	2,0	0,6			120,5
Нагр	60	Звезда	220	60,0	24,0			223,8
Нагр	31	Садовая	110	1,4	0,6			120,2
База	40	Владивосток 500	500			90,6	170,6	505,4
Нагр	41	Владивосток 220	220	121,4	88,3			230,4
Нагр	42	Аэропорт	220	4,4	-1,1			230,2

ТаблицаА6 - Ветви. Вариант № 2. Нормальный режим.

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	G	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	1	2	АТЭЦ 110 - Смоляниново тяговая	6,7	11,0		-64,0		-10,5	-13,0	83,4
ЛЭП	4	3	Береговая-2 110 - Береговая-1	0,4	0,7		-4,5		-32,3	-27,2	202,4
ЛЭП	4	5	Береговая-2 110 - Топаз	10,3	10,7		-61,2		-8,2	-4,1	45,9
ЛЭП	4	51	Береговая-2 110 - Топаз 2	0,6	0,9		-5,3		-2,0	-0,5	9,9
ЛЭП	5	6	Топаз - Новый мир	4,3	6,1		-36,5		-6,0	-4,4	37,5
ЛЭП	6	7	Новый мир - Подъяпольск	4,1	5,8		-34,9		-4,1	-3,4	27,4
ЛЭП	7	8	Подъяпольск - 178-Ф	3,5	5,9		-36,9		-1,5	-3,1	19,2
ЛЭП	8	9	178-Ф - Промысловка	3,8	6,3		-37,5		2,9	-2,9	21,7
ЛЭП	9	10	Промысловка - С-55	4,6	8,0		-47,5		7,3	-17,7	96,3
ЛЭП	10	11	С-55 - Находка	11,9	19,8		-118,3		30,6	-10,9	162,6
ЛЭП	11	12	Находка - Широкая 110	4,5	10,5		-68,7		20,9	7,8	108,7
ЛЭП	11	13	Находка - Находка тяговая	3,6	6,0		-35,3		22,8	-8,7	119,4
ЛЭП	13	14	Находка тяговая - ПАГРЭС 110	9,6	15,9		-93,5		29,1	-5,3	144,7
ЛЭП	12	19	Широкая 110 - Голубовка	5,4	13,9		-71,2		-21,6	-18,4	139,5
ЛЭП	19	15	Голубовка - Восточная тяговая	3,2	8,1		-54,2		-7,9	-15,4	88,9
ЛЭП	15	17	Восточная тяговая - Угольная	0,2	0,5		-3,0		-3,7	-7,6	42,3
ЛЭП	17	18	Угольная - Екатериновка	4,5	10,9		-72,6		30,8	4,9	155,6
ЛЭП	18	14	Екатериновка - ПАГРЭС 110	3,2	8,2		-54,8		55,5	24,5	298,5
Тр-р	20	1	АТЭЦ 220 - АТЭЦ 110	0,6	30,4	2,4	18,9	0,5	-135,7	-6,9	341,6
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2,8	104,0	0,9	6,0	0,6	-34,9	-34,1	125,9
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2,8	104,0	0,8	6,0	0,6	-34,9	-34,1	125,9
Тр-р	30	11	Находка 220 - Находка	2,8	104,0	0,8	6,0	0,5	-31,1	-10,0	83,6

## Продолжение таблицы А6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Тр-р	30	11	Находка 220 - Находка	2,8	104,0	0,8	6,0	0,5	-31,1	-10,0	83,6
ЛЭП	22	60	Перевал - Звезда	3,6	14,4		-89,0		-74,4	6,9	192,0
ЛЭП	22	23	Перевал - Широкая 220	3,9	16,3		-106,6		75,8	-6,2	197,0
ЛЭП	20	21	АТЭЦ 220 - Береговая-2 220	4,4	19,4		-119,6		-21,6	-62,2	180,5
Тр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1,0	59,2	1,2	11,8	0,5	-40,8	-22,7	119,5
Тр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1,0	59,2	1,2	11,8	0,5	-40,8	-22,7	119,5
Тр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1,0	59,2	1,2	11,8	0,5	-32,0	-1,3	80,5
Тр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1,0	59,2	1,2	11,8	0,5	-32,0	-1,3	80,5
ЛЭП	24	26	Козьмино 220 - Лозовая 220	3,1	11,8		-70,3		1,5	0,1	9,8
ЛЭП	24	26	Козьмино 220 - Лозовая 220	3,1	11,8		-70,3		1,5	0,1	9,8
ЛЭП	25	26	ПАГРЭС 220 - Лозовая 220	2,1	9,0		-55,4		24,9	-28,5	101,0
Тр-р	27	26	Лозовая 500 - Лозовая 220	1,0	61,1	1,5	24,2	0,5	-250,6	-36,4	292,4
ЛЭП	23	30	Широкая 220 - Находка 220	0,7	3,0		-18,2		50,3	9,2	131,1
ЛЭП	26	30	Лозовая 220 - Находка 220	2,7	12,2		-76,0		-113,3	-27,8	297,2
ЛЭП	3	9	Береговая-1 - Промысловка	5,7	9,0		-53,0		-13,1	-16,5	103,9
ЛЭП	21	60	Береговая-2 220 - Звезда	0,1	0,3		-1,6		48,6	1,5	125,5
ЛЭП	23	26	Широкая 220 - Лозовая 220	3,2	14,2		-87,3		107,5	26,4	283,6
Тр-р	40	41	Владивосток 500 - Владивосток 220	0,8	56,9	0,6	1,3	0,5	-301,4	-131,3	375,6
ЛЭП	41	42	Владивосток 220 - Аэропорт	1,6	8,6		-135,5		-106,0	15,2	268,4
ЛЭП	42	20	Аэропорт - АТЭЦ 220	1,5	7,9		-130,8		-101,3	8,7	255,0
ЛЭП	40	27	Владивосток 500 - Лозовая 500	4,1	37,2		-476,4		210,8	-39,3	300,8
ЛЭП	2	31	Смоляниново тяговая - Садовая	8,7	13,9		-83,0		5,9	8,8	51,6
ЛЭП	3	31	Береговая-1 - Садовая	0,3	0,5		-2,9		-7,4	-8,3	53,4
ЛЭП	60	28	Звезда - Раффлс	0,4	0,4		-107,0		34,6	29,4	117,1
ЛЭП	28	41	Раффлс - Владивосток 220	6,4	27,9		-171,6		72,6	39,1	212,6

Таблица А7– Узлы. Вариант № 3 Нормальный режим.

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
Ген	1	АТЭЦ 110	110	306,9	77,3	182,0	93,1	120,6
Нагр	2	Смоляниново тяговая	110	16,2	22,5			118,9
Нагр	3	Береговая-1	110	11,8	2,4			120,4
Нагр	4	Береговая-2 110	110	27,1	26,0			120,7
Нагр	5	Топаз	110	2,1	0,6			119,6
Нагр	6	Новый мир	110	1,9	1,4			119,1
Нагр	7	Подъяпольск	110	2,5	0,8			118,8
Нагр	8	178-Ф	110	4,4	0,8			118,6
Нагр	9	Промысловка	110	17,3	2,6			118,5
Нагр	10	С-55	110	23,2	7,2			117,6
Нагр	11	Находка	110	74,2	25,2			118,8
Нагр	12	Широкая 110	110	38,6	13,6			120,3
Нагр	13	Находка тяговая	110	6,2	3,6			119,0
Ген	14	ПАГРЭС 110	110	113,7	38,6	136,0	58,3	120,6
Нагр	15	Восточная тяговая	110	4,2	8,4			115,8
Нагр	17	Угольная	110	34,4	12,6			115,7
Нагр	18	Екатериновка	110	24,4	19,8			117,4
Нагр	19	Голубовка	110	13,4	3,2			117,1
Нагр	20	АТЭЦ 220	220	12,1	-47,5	68,5	25,0	229,9
Нагр	21	Береговая-2 220	220					224,2
Нагр	22	Перевал	220	1,4	0,8			225,1
Нагр	23	Широкая 220	220					225,6
Нагр	24	Козьмино 220	220	3,0	0,2			228,7
Нагр	25	ПАГРЭС 220	220			39,0	31,2	229,6
Нагр	26	Лозовая 220	220	0,4				228,6
База	27	Лозовая 500	500			461,1	-117,7	500,0
Нагр	28	Раффлс	220	38,0	15,0			224,2
Нагр	30	Находка 220	220					225,9
Нагр	51	Топаз 2	110	2,0	0,6			120,6
Нагр	60	Звезда	220	60,0	24,0			224,1
Нагр	31	Садовая	110	1,4	0,6			120,3
База	40	Владивосток 500	500			91,4	169,5	505,4
Нагр	41	Владивосток 220	220	121,4	88,3			230,5
Нагр	42	Аэропорт	220	4,4	-1,1			230,3

Таблица А8 – Ветви. Вариант № 3 Нормальный режим.

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	P нач	Q нач	I max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП	1	2	АТЭЦ 110 - Смоляниново тяговая	6,728	11		-64		-10,2	-12,5	80,6
ЛЭП	4	3	Береговая-2 110 - Береговая-1	0,423	0,703		-4,5		-32,6	-27,8	205,2
ЛЭП	4	5	Береговая-2 110 - Топаз	10,272	10,656		-61,2		-8,2	-4,1	46,0
ЛЭП	4	51	Береговая-2 110 - Топаз 2	0,621	0,881		-5,298		-2,0	-0,5	9,9
ЛЭП	5	6	Топаз - Новый мир	4,28	6,07		-36,54		-6,1	-4,4	37,6
ЛЭП	6	7	Новый мир - Подъяпольск	4,1	5,815		-34,9		-4,1	-3,4	27,6
ЛЭП	7	8	Подъяпольск - 178-Ф	3,457	5,929		-36,9		-1,6	-3,2	19,4
ЛЭП	8	9	178-Ф - Промысловка	3,792	6,301		-37,48		2,9	-2,9	21,7
ЛЭП	9	10	Промысловка - С-55	4,642	7,97		-47,52		7,3	-17,8	96,7
ЛЭП	10	11	С-55 - Находка	11,91	19,811		-118,32		30,6	-11,1	162,4
ЛЭП	11	12	Находка - Широкая 110	4,51	10,548		-68,7		21,0	7,9	109,0
ЛЭП	11	13	Находка - Находка тяговая	3,57	5,953		-35,27		22,6	-9,1	119,3
ЛЭП	13	14	Находка тяговая - ПАГРЭС 110	9,628	15,92		-93,5		28,9	-5,7	144,3
ЛЭП	12	19	Широкая 110 - Голубовка	5,438	13,876		-71,22		-21,7	-18,7	140,5
ЛЭП	19	15	Голубовка - Восточная тяговая	3,19	8,136		-54,175		-8,0	-15,7	90,1
ЛЭП	15	17	Восточная тяговая - Угольная	0,178	0,454		-3,02		-3,7	-7,9	43,5
ЛЭП	17	18	Угольная - Екатериновка	4,534	10,926		-72,585		30,7	4,7	155,0
ЛЭП	18	14	Екатериновка - ПАГРЭС 110	3,227	8,227		-54,782		55,4	24,3	297,7
Тр-р	20	1	АТЭЦ 220 - АТЭЦ 110	0,6	30,4	2,4	18,9	0,526	-135,4	-8,2	340,7
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2,8	104	0,85	5,95	0,578696	-35,1	-34,4	126,6
Тр-р	21	4	Береговая-2 220 - Береговая-2 110	2,8	104	0,8	6	0,578696	-35,1	-34,4	126,6
Тр-р	30	11	Находка 220 - Находка	2,8	104	0,8	6	0,536609	-31,1	-10,1	83,7
Тр-р	30	11	Находка 220 - Находка	2,8	104	0,8	6	0,536609	-31,1	-10,1	83,7
ЛЭП	22	28	Перевал - Раффлс	4	14,73		-196		-73,0	9,8	188,8
ЛЭП	22	23	Перевал - Широкая 220	3,949	16,3		-106,6		74,5	-9,2	194,6
ЛЭП	20	21	АТЭЦ 220 - Береговая-2 220	4,439	19,433		-119,59		-20,3	-59,9	173,7

Продолжение таблицы А8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Тр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1,03	59,2	1,23	11,81	0,54713	-40,8	-22,9	119,8
Тр-р	23	12	Широкая 220 - Широкая 110	1,03	59,2	1,2	11,8	0,54713	-40,8	-22,9	119,8
Тр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1,03	59,2	1,2	11,8	0,526	-31,8	-1,7	80,2
Тр-р	25	14	ПАГРЭС 220 - ПАГРЭС 110	1,03	59,2	1,2	11,8	0,526	-31,8	-1,7	80,2
ЛЭП	24	26	Козьмино 220 - Лозовая 220	3,05	11,75		-70,3		1,5	0,1	9,8
ЛЭП	24	26	Козьмино 220 - Лозовая 220	3,05	11,75		-70,3		1,5	0,1	9,8
ЛЭП	25	26	ПАГРЭС 220 - Лозовая 220	2,058	9,009		-55,44		24,7	-27,8	99,0
Тр-р	27	26	Лозовая 500 - Лозовая 220	0,97	61,1	1,51	24,16	0,46	-249,4	-34,1	290,6
ЛЭП	23	30	Широкая 220 - Находка 220	0,68	2,96		-18,2		49,8	7,8	129,0
ЛЭП	26	30	Лозовая 220 - Находка 220	2,7	12,2		-76		-112,8	-26,4	294,9
ЛЭП	3	9	Береговая-1 - Промысловка	5,7	9,02		-53		-13,1	-16,6	104,3
ЛЭП	21	60	Береговая-2 220 - Звезда	0,06	0,25		-1,6		-25,1	-35,0	111,1
ЛЭП	23	26	Широкая 220 - Лозовая 220	3,17	14,16		-87,3		107,0	25,0	281,1
Тр-р	40	41	Владивосток 500 - Владивосток 220	0,84	56,9	0,6	1,3	0,469	-302,3	-130,2	376,0
ЛЭП	41	42	Владивосток 220 - Аэропорт	1,6	8,57		-135,5		-104,3	16,5	264,6
ЛЭП	42	20	Аэропорт - АТЭЦ 220	1,47	7,86		-130,8		-99,6	9,9	250,9
ЛЭП	40	27	Владивосток 500 - Лозовая 500	4,08	37,2		-476,4		210,8	-39,3	300,8
ЛЭП	2	31	Смоляниново тяговая - Садовая	8,7	13,87		-83		6,2	9,3	54,3
ЛЭП	3	31	Береговая-1 - Садовая	0,3	0,48		-2,9		-7,7	-8,8	56,0
ЛЭП	60	28	Звезда - Раффлс	0,4	0,35		-107		34,7	-10,9	98,6
ЛЭП	21	41	Береговая-2 220 - Владивосток 220	6	26,6		-164		74,8	39,3	217,7