

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

« ____ » _____ 2022 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Инновационное развитие электрической сети напряжением 110-220 кВ
Приморского края при подключении подстанции Надеждинская

Исполнитель

студент группы 0420м

(подпись, дата)

Н.А. Лепёхин

Руководитель

докт. техн. наук, профессор

(подпись, дата)

Н.В. Савина

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
« ____ » _____ 2022 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Лепёхина Николая Алексеевича

1. Тема магистерской диссертации: Инновационное развитие электрической сети напряжением 110-220 кВ Приморского края при подключении подстанции Надеждинская.

(утверждено приказом от 07.02.2022 г. № 228-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практик; нормальная схема электрической соединений объектов электроэнергетики Приморского края; контрольные замеры зимнего и летнего периода 2021 года; схема потокораспределения в электрических сетях Приморского края.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов Структурный анализ сетей напряжением 110-500 кВ южной части приморского края, характеристика инновационных технологий применяемых для подключения перспективных потребителей ТОР «Надеждинская», расчет и анализ установившихся режимов в существующих сетях, разработка и выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ТОР «Надеждинская», расчет токов короткого замыкания и выбор первичного оборудования, оценка показателей надежности принятого варианта с учетом компенсации реактивной мощности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Результаты расчета режимов существующей сети, экономический расчет в ПВК MathCad 15, расчет показателей надежности выбранного варианта в ПВК MathCad 15.

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

7. Дата выдачи задания 15.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, заведующая кафедрой энергетики ФГБОУ ВО «АмГУ», доктор технических наук, профессор.

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

Задание принял к исполнению (дата): 15.03.2022

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 141 с., 23 рисунок, 96 формул, 51 таблиц, 55 источников, 5 приложений.

ПРЕДМЕТ ИССЕДОВАНИЯ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПОДСТАНЦИЯ, НАДЕЖНОСТЬ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ.

В данной работе было необходимо разработать оптимальный вариант подключения к существующему электросетевому комплексу южной части Приморского края территории опережающего развития «Надеждинская» с применением различного инновационного оборудования.

В ходе выполнения работы был определен необходимый участок рассматриваемого района, где планируется подключение перспективных потребителей ТОР «Надеждинская». На основании исходных данных, полученных в ходе прохождения производственных практик, осуществлен структурный анализ существующего электросетевого комплекса.

С помощью ПК RastrWin3 был проведен режимный анализ действующей сети, а также выявлены проблемные участки сети. Произведена разработка рациональных вариантов подключения к существующей сети перспективных потребителей ТОР «Надеждинская», в том числе определено оптимальное количество и расположение подстанций. Проведено технико-экономическое обоснование предложенных вариантов конфигурации подключения, выполнены расчеты режимов электроэнергетической сети с учетом ввода перспективных электросетевых объектов Приморского края и прогнозных нагрузок до 2027 года. Определен оптимальный вариант подключения резидентов ТОР «Надеждинская» с использованием инновационного оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1. Структурный анализ сетей напряжением 110-500 кВ южной части приморского края	12
1.1 Анализ Приморского края	12
1.2 Метеорологические и климатические сведения	15
1.3 Анализ источников питания	16
1.4 Анализ подстанций напряжением 110 кВ и выше.	20
1.5 Анализ электрических сетей напряжением 110 кВ и выше	20
2 Характеристика инновационных технологий применяемых для подключения перспективных потребителей ТОР «Надеждинская»	28
2.1. Провода нового поколения	28
2.2. Управления потоками реактивной мощности	33
2.2.1. Виды и способы КРМ	33
2.2.2. Влияние на надежность электросетевого оборудования	34
3. Расчет и анализ установившихся режимов в существующих сетях	38
3.1 Определение необходимых параметров схемы замещения для проведения расчетов режимов	39
3.2 Прогнозирование электрических нагрузок	47
3.3 Анализ нормального и послеаварийных режимов существующей сети, определение узких мест сети 110 кВ и выше	53
3.3.1 ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7, ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7	55
3.3.2 ВЛ 110 кВ АТЭЦ-Западная-Кролевцы-Штыково №1(№2)	56
3.3.3 АТ-1, АТ-2, АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2	57
3.3.4 ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Промузел	58
3.3.5 Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Давыдовка	60
3.3.6 Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Западная	60

4. Разработка и выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств тор «надеждинская»	65
4.1 Расчет оптимального места установки подстанции	66
4.2 Разработка варианта схемы внешнего электроснабжения	69
4.3 Расчет и выбор компенсирующих устройств	81
4.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	86
4.5 Выбор сечения ВЛ для питания ПС 220 кВ Надеждинская	88
4.6 Выбор рационального варианта	89
4.6.1 Расчет капиталовложений	90
4.6.2 Расчет амортизационных отчислений	92
4.6.3 Расчет эксплуатационных затрат	93
4.6.4 Расчет дисконтированных затрат	94
4.7 Инвестиционная привлекательность принятого варианта развития электрической сети.	95
5. Расчет токов короткого замыкания и выбор первичного оборудования	98
5.1 Разработка однолинейной схемы и конструктивного исполнения подстанции 220 кВ Надеждинская	98
5.2 Расчет токов короткого замыкания	100
5.3 Расчет максимальных рабочих токов	106
5.4 Выбор и проверка ошиновки РУ высокого напряжения	107
5.5 Выбор и проверка выключателей	110
5.6 Выбор и проверка разъединителей	114
5.7 Выбор и проверка трансформаторов тока	115
5.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	119
5.9 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов.	122
5.10 Выбор комплектных распределительных устройств	126
6. Оценка показателей надежности принятого варианта с учетом компенсации реактивной мощности	128
6.1 Расчет влияние КРМ на надежность силовых трансформаторов	130
6.2 Оценка надежности схемы электроснабжения	131

6.3 Расчет ущерба от перерыва электроснабжения	133
Заключение	135
Библиографический список	136
Приложение А Результаты расчета режимов существующей сети	142
Приложение Б Экономический расчет в ПК MathCad 15	167
Приложение В Экономический расчет в MS Excel	171
Приложение Г Расчет влияния КРМ на надежность трансформатора в ПК MathCad 15	173
Приложение Д Расчет показателей надежности выбранного варианта в ПК MathCad 15	177

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АДН – аварийное допустимое напряжение;
- АДТН – аварийно-допустимая токовая нагрузка;
- АО – акционерное общество;
- АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования;
- АТ – автотрансформатор;
- В – выключатель;
- ВЛ – воздушная линия;
- ГАО – график автоматического ограничения нагрузки;
- ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка;
- ДРСК – дальневосточная распределительная сетевая компания;
- ЕЭС – единая энергетическая система;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- КВЛ – кабельно-воздушная линия;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МДН – минимальное допустимое напряжение;
- ОДУ – объединённое диспетчерское управление;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПС – подстанция;
- РДУ – региональное диспетчерское управление;
- РУ – распределительное устройство;
- СМР – схемно-режимные мероприятия;
- СО – системный оператор;
- ТКЗ – ток короткого замыкания;
- ТОР – территория опережающего развития.
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- УОН – устройство отключение нагрузки;

ВВЕДЕНИЕ

ТОР «Надеждинская» – одна из четырех территорий опережающего развития, созданных в Приморском крае по инициативе президента Российской Федерации Владимира Путина. Данная территория определена Постановлением Правительства от 25.06.2015 № 629 и создана на территории Надеждинского муниципального района. В течении семи лет активного развития данная площадка стала многопрофильной, тем самым привлекла инвесторов готовых создавать различные предприятия, в числе которых присутствуют как транспортные, пищевые и легкие промышленности, так и сборочные, перерабатывающие производства и жилые комплексы.

В настоящее время ТОР «Надеждинская» охватывает большую территорию вблизи города Артем, кроме того, ее площадь постоянно расширяется. На сегодняшний момент 82 резидента по соглашениям с Корпорацией развития Дальнего Востока реализуют проекты стоимостью более 64,60 млрд. рублей. Около 9,5 тысяч жителей Приморского края уже нашли свои рабочие места. Огромные территории, находящиеся вблизи поселка Новый, неподалеку от Владивостока, с недавнего времени превратилась в инновационно-промышленный комплекс Приморья. Государство создает благоприятную экономическую «погоду» и обеспечивает инфраструктуру: подводит дороги, инженерные коммуникации, строятся жилые районы и промышленные предприятия. Для функционирования объектов инфраструктуры необходимо надежное и качественное электроснабжение.

В настоящее время к ТОР «Надеждинская» планируется подключить потребителей максимальной мощностью 334,93 МВт, в том числе

– для площадки «Восточная»: 64,93 МВт, из них максимальная мощность уже присоединённой нагрузки составляет 49,1 МВт (ПС 220 кВ Промпарк), оставшихся потребителей мощностью 15,83 МВт планируется подключить уже в 2023 г.

– для площадки «Западная»: суммарная мощность перспективных энергопринимающих устройств составляет 265 МВт, из них 152,61 МВт планируется подключить к 2023 году и оставшихся потребителей мощностью 112,39 МВт – к 2026 году.

Объект исследования – электросетевой комплекс напряжением 110-500 кВ в районе увеличения перспективной нагрузки ТОР «Надеждинская»

Предмет исследования – инновационные технологии и оборудования, применяемые при развитии электрической сети.

Цель исследования – проектирование рациональной схемы подключения потребителей ТОР «Надеждинская» к существующей электрической сети с использованием инновационных устройств и технологий.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Анализ действующей сети рассматриваемого энергорайона для определения возможности подключения перспективных потребителей, выявление узких мест;
2. Проведение расчетов электроэнергетических режимов с целью определения необходимых мероприятий, позволяющих обеспечить надежное и качественное электроснабжение резидентов ТОР «Надеждинская» с учетом ввода перспективных объектов на 2026 г.;
3. Разработка мероприятий по повышению управляемости потоками реактивной мощности, направленных на снижение потерь электроэнергии при ее транспорте.
4. Оценка влияния КРМ на надежность работы электросетевого оборудования;
5. Обоснование применения новых, инновационных типов проводов, позволяющих обеспечить повышенную пропускную способность линий электропередачи, упростить выполнение конструктивно сложных участков ВЛ.

6. Расчеты уровня токов короткого замыкания, разработка мероприятий по ограничению ТКЗ, в случае превышения отключающей способности выключателей;

7. Выбор и проверка основного первичного оборудования в соответствии с результатами расчета.

Научная новизна исследования заключается в применении инновационных устройств и технологий, применительно при подключении перспективных потребителей ТОР «Надеждинская».

Практическая значимость заключается в:

1. повышении пропускной способности воздушных линий электропередачи;
2. увеличении длины пролетов и уменьшении количество промежуточных опор;
3. снижении капитальных затраты на сооружение воздушной линии в целом;
4. поддержании уровня напряжения на шинах подстанций в пределах допустимых значений, в нормальном и послеаварийных режимах,
5. оптимизации токовой загрузки электросетевого оборудования;
6. снижении потерь электроэнергии при ее транспорте;
7. повышении надёжности электроснабжения потребителей.

Магистерская диссертация была выполнена в операционной системе Windows 8 с использованием свободно распространяемого программного обеспечения Microsoft Office 2016, MathType 6.7 Equation и лицензионных ПВК, таких как: MathCad15, RastrWin3.

В ходе написания магистерской диссертации осуществлялся сбор и анализ необходимого материала, а также принималось участие в различных научных конференциях и опубликованы научные статьи. В таблице 1 сведена информация об участии в конференциях, в таблицу 2 подготовка публикаций.

Таблица 1 – Участие в конференциях

Название конференций	Дата	Формат участия	Название доклада
Международный инженерный чемпионат «CASE-IN»	01.04.2021	Очная	Устойчивое развитие электроэнергетики в пост-ковидный период
XXX научная конференция Амурского государственного университета «День науки»	15.04.2021	Заочная	Оценка состояния наблюдаемости электроэнергетических систем на примере электроэнергетической системы Амурской области
XXIII региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее»	21.04.2022	Заочная	применение инновационных технологий для повышения управляемости при транспорте электроэнергии по магистральным сетям

Таблица 2 – Подготовка публикаций

Наименование публикаций	Издательство, журнал, номер, год	Научный руководитель
Применение компенсации реактивной мощности как мероприятие для повышения пропускной способности линии электропередачи	Международный научны журнал «Современная школа России. Вопросы модернизации» Москва, 2021 г.	Савина Н.В.
Применение инновационных технологий для повышения управляемости при транспорте электроэнергии по магистральным сетям	Молодежь XXI века: шаг в будущее Материалы XXIII региональной научно-практической конференции (г. Благовещенск, 24 мая 2022 г.)	Савина Н.В.

1. СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-500 КВ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

1.1 Анализ Приморского края

Одним из субъектов Российской Федерации является Приморский край, который входит в число Дальневосточного Федерального округа и занимает юго-восточные территории России. Приморский край расположен в пограничной зоне. На севере Приморский край граничит с Хабаровским краем, на юге проходит граница с Корейской народной республикой, на западе с Китаем, а с востока он омывается водами Японского моря. Площадь территории Приморского края составляет 165 678 км², что примерно 0,97 % от всей площади Российской Федерации.

В настоящее время административным центром Приморского края является город Владивосток. В состав края входят 12 городских округов, 22 муниципальных района, 25 городских и 112 сельских поселений. Численность населения, по состоянию на 1 января 2021 года, составляет 1 877 844 чел.

Перспективное развитие экономики и социальной сферы Приморского края определяется особенностями региональной политики, проводимой в Российской Федерации, целью которой является ускорение социально-экономического развития Дальнего Востока, а также преимуществами экономико-географического положения Приморского края как в рамках страны, так и в рамках ДФО: приморское положение, наличие сухопутной границы с Китаем, более мягкие природно-климатические условия по сравнению с другими субъектами ДФО.

Основными секторами промышленного кластера являются: пищевая промышленность, электроэнергетика и добыча угля, машиностроение, судоремонт, горнодобывающая, рыбная, лесная и деревообрабатывающая промышленность [51]. В Приморском крае широко распространено сельское хозяйство, так как благоприятный климат позволяет выращивать различные культуры.

Энергосистема Приморского края функционирует в составе объединённой ЭС Востока, в которую входят энергосистемы Приморского края, Амур-

ской области, Хабаровского края, Еврейской Автономной области и южная часть энергосистемы Республики Саха (Якутия). Оперативно-диспетчерское управление объектов электросетевого комплекса на территории Приморского края, осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ.

В настоящее время, в энергосистеме Приморского края установленная мощность электростанций превышает максимум потребления, но с учетом фактической нагрузки существующих электростанций баланс электрической мощности в энергосистеме складывается с превышением величины максимума потребления над располагаемой мощностью электростанций. Существующий дефицит мощности компенсируется за счет перетоков мощности из ОЭС Востока, а именно Хабаровской энергосистемы. Связи энергосистем Приморского края и Хабаровского края представлены на рисунке 1:

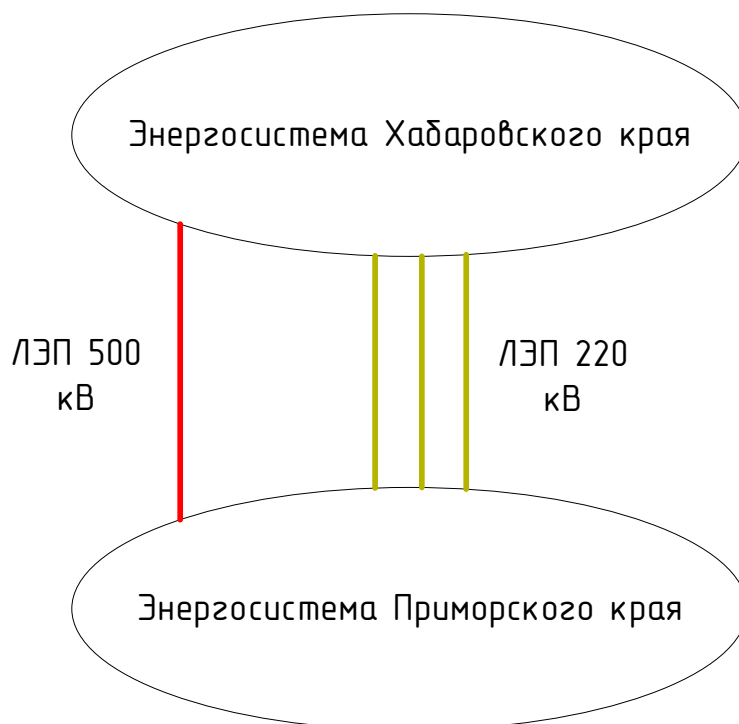


Рисунок 1 – Связи энергосистем Приморского края и Хабаровского края

Перечень с указанием протяженности ЛЭП напряжением 220-500 кВ, обеспечивающие связи с энергосистемой Приморского края, представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень ВЛ напряжением 220-500 кВ, обеспечивающие связи с энергосистемой Приморского края.

№ п/п	Наименование объекта	Протяженность	
		по территории Приморского края	общая
1	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хехцир 2	31,71 км	240,02 км
2	ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Бикин/т	23,94 км	52,50 км
3	ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – НПС-36	23,95 км	112,20 км
4	ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Розенгартовка/т	24,20 км	106,90 км

На территории Приморского края широко распространены электрические сети различного класса напряжения.

ПАО «ФСК ЕЭС» – «Приморское ПМЭС» занимается обслуживанием системообразующих электрических сетей энергосистемы Приморского края, которые сформированы на напряжении 220 и 500 кВ.

Обслуживанием распределительных сетей напряжением 110-35 кВ занимается Филиал АО «ДРСК» – «Приморские электрические сети», также данная компания обслуживает и сети низкого класса напряжения 6-10 кВ.

Электрические сети напряжением 220 и 500 кВ Приморского края характеризуются большой протяженностью линий электропередачи, причиной чего является размещение крупных центров электрических нагрузок, которые сосредоточены в основном на юге Приморского края, вдали от крупных станций по производству электроэнергии. Суммарная протяженность ЛЭП и трансформаторная мощность подстанций по классам напряжения, представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Протяженность ЛЭП и трансформаторная мощность ПС по классам напряжения

Класс напряжения, кВ	Протяженность ЛЭП, км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
500	1050	2585
220	2434	3872
110	3685	4727
35	3102	2158

1.2 Метеорологические и климатические сведения

Климат Приморского края умеренный, муссонный. Зима сухая и холодная, с ясной погодой. Весна продолжительная, прохладная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков. Осень, как правило, тёплая, сухая, с ясной погодой. Летом преобладают южные ветра с Тихого океана, а зимой северные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов. Основная особенность — летом обильные осадки и туман. Мощные тропические циклоны - тайфуны, а зачастую и обычные, приходящие с юго-запада, являются причиной сильных ливневых дождей, особенно в июле-августе и реже - в сентябре. Обильные дожди нередко приводят к резкому подъему уровней рек, к большим и катастрофическим наводнениям в районе [51]. Климатические характеристики Южной части Приморского края приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Климатические характеристики Южной части Приморского края

Район по ветровому давлению, соответственно значение ветрового давлении w^0	IV район 800 Па
Район по гололеду, соответственно толщина стенки гололеда	III район 20 мм
Среднегодовая продолжительность гроз	10-20 часов

Климатические зоны определены по климатическим картам, введенным приказом АО «ДРСК» от 15.04.2021 №163.

В 2020 году в Приморском крае прошли тайфуны и южный циклон, вызвавшие большое количество повреждений объектов электросетевого хозяйства, эксплуатируемого филиалом АО «ДРСК» – «Приморские ЭС», что привело к длительным отключениям потребителей. Вследствие чего, АО «ДРСК» была разработана программа МиРЭК на 2021-2025 гг. Основной целью программы является повышение надежности работы электрических сетей в небла-

гоприятных стихийно-погодных условиях, а также устойчивость электроснабжения потребителей в целом и увеличение пропускной способности существующих воздушных линий 110 кВ, питающих тяговые подстанции Филиала ОАО «РЖД». На сегодняшний день особое внимание уделено Надеждинскому и Артемовскому районам. В Надеждинском районе в ближайшее время планируется проведение масштабной реконструкции линий электропередачи суммарной протяженностью более 75 километров, а также замена 36 трансформаторных подстанций в девяти населенных пунктах [23].

Программа МиРЭК рассчитана на пять лет, реализация данной программы ведется с 2021 года компанией АО «ДРСК». Результатом данной работы станет значительное повышение надежности и качества электроснабжения и, следовательно, приведет к снижению аварийности в электрических сетях. Карта-схема электрических сетей южной части Приморского края изображена на рисунке 2.

1.3 Анализ источников питания

Основными источниками питания южной части энергосистемы Приморского края являются тепловые электростанции, обслуживаемые филиалом АО ДГК «Приморская генерация» и имеющие суммарную установленную мощность равную 1225,24 МВт. Установленная мощность станций Приморского края приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Установленная мощность станций

Наименование станции	Установленная мощность, МВт
Владивостокская ТЭЦ-2	499,0
Артемовская ТЭЦ	400
Партизанская ГРЭС	199,7
Восточная ТЭЦ	139,5

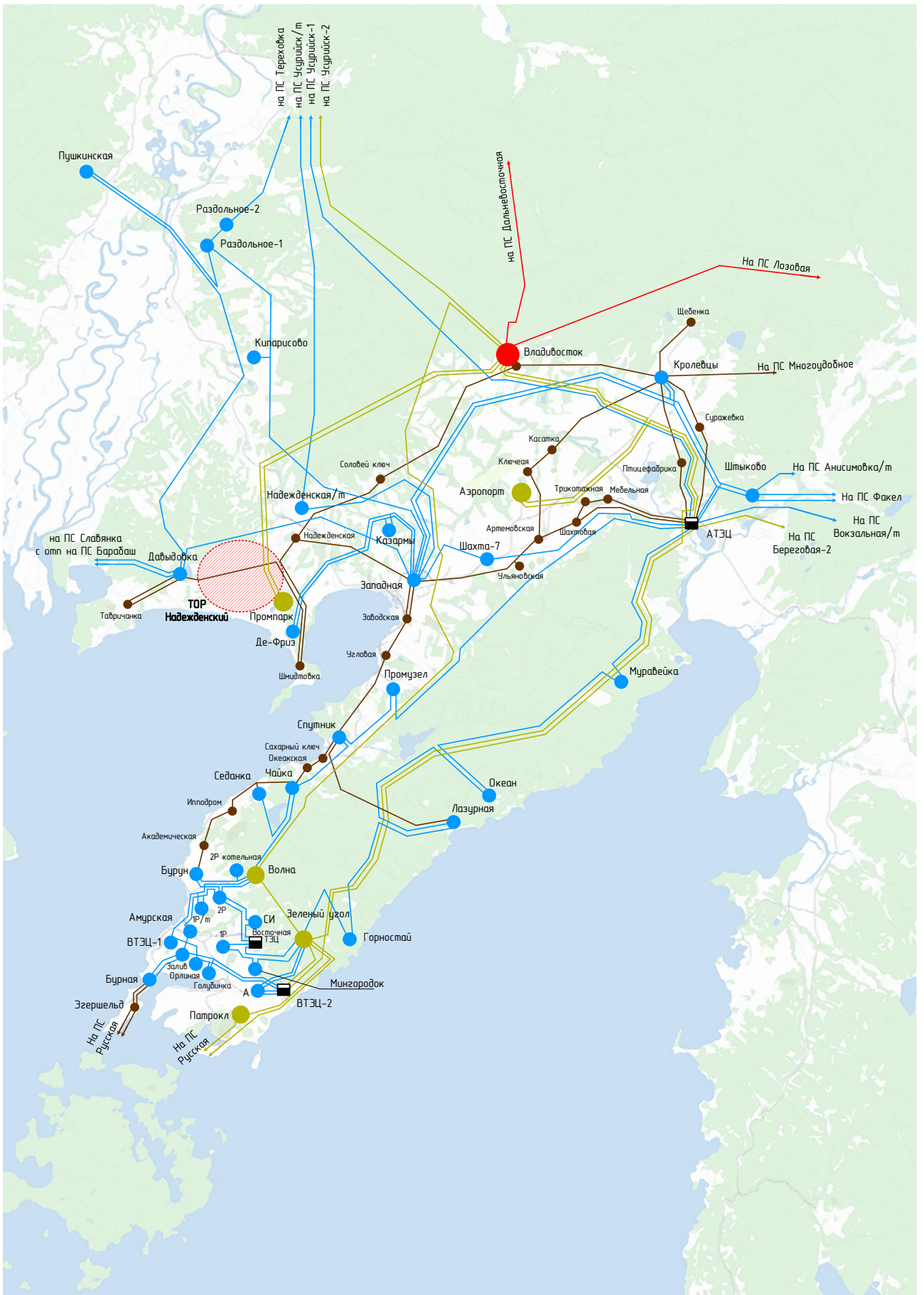


Рисунок 2 – Карта-схема электрической сети южной части Приморского края

Ближайшим источником питания рассматриваемого района является Артёмовская ТЭЦ.

На ТЭЦ установлено четыре турбогенератора ст. № 5,6,7,8 мощностью по 100 МВт каждый. Турбогенераторы ст. № 5,6, работают в блоке с двумя двухобмоточными трансформаторами Т-5, Т-6, мощностью по 125 МВА каждый, позволяющие обеспечить выдачу мощности на сборные шины 110 кВ станции.

Турбогенератор № 7 выдает мощность в электрическую сеть при помощи параллельно работающих автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 мощностью по 180 МВА каждый, которые связывают ОРУ 110-220 кВ станции. К автотрансформаторам АТ-1 и АТ-2 подключен вольтодобавочный трансформатор мощностью 360 МВА, для обеспечения регулирования напряжения автотрансформаторов.

Турбогенератор № 8 работает в блоке с двухобмоточным трансформатором Т-8 мощностью 125 МВА, позволяющий выдавать мощность на шины 220 кВ станции. Описание оборудования, установленного на станции, приведено в таблице 7.

Таблица 7 – Описание оборудования, установленного на АТЭЦ

№	Марка генератора	Марка турбины	Установленная мощность, МВт	Год ввода в эксплуатацию
5	ТВФ-100	КТ-115-8.8-2	100	2000
6	ТВФ-100	КТ-115-8.8-2	100	2004
7	ТВФ-100	К-100-90-6	100	1966
8	ТВФ-100	К-100-90-6	100	1967

Схема ОРУ 220 кВ Артёмовской ТЭЦ выполнена по схеме №13Н – «две рабочих системы шин и одна обходная система шин». Схема ОРУ 110 кВ – «две рабочих системы шин». Схема ОРУ 35 кВ – «две рабочих системы шин», при этом первая система шин состоит из двух секций.

Однолинейная схема выдачи мощности Артёмовской ТЭЦ представлена на рисунке 3.

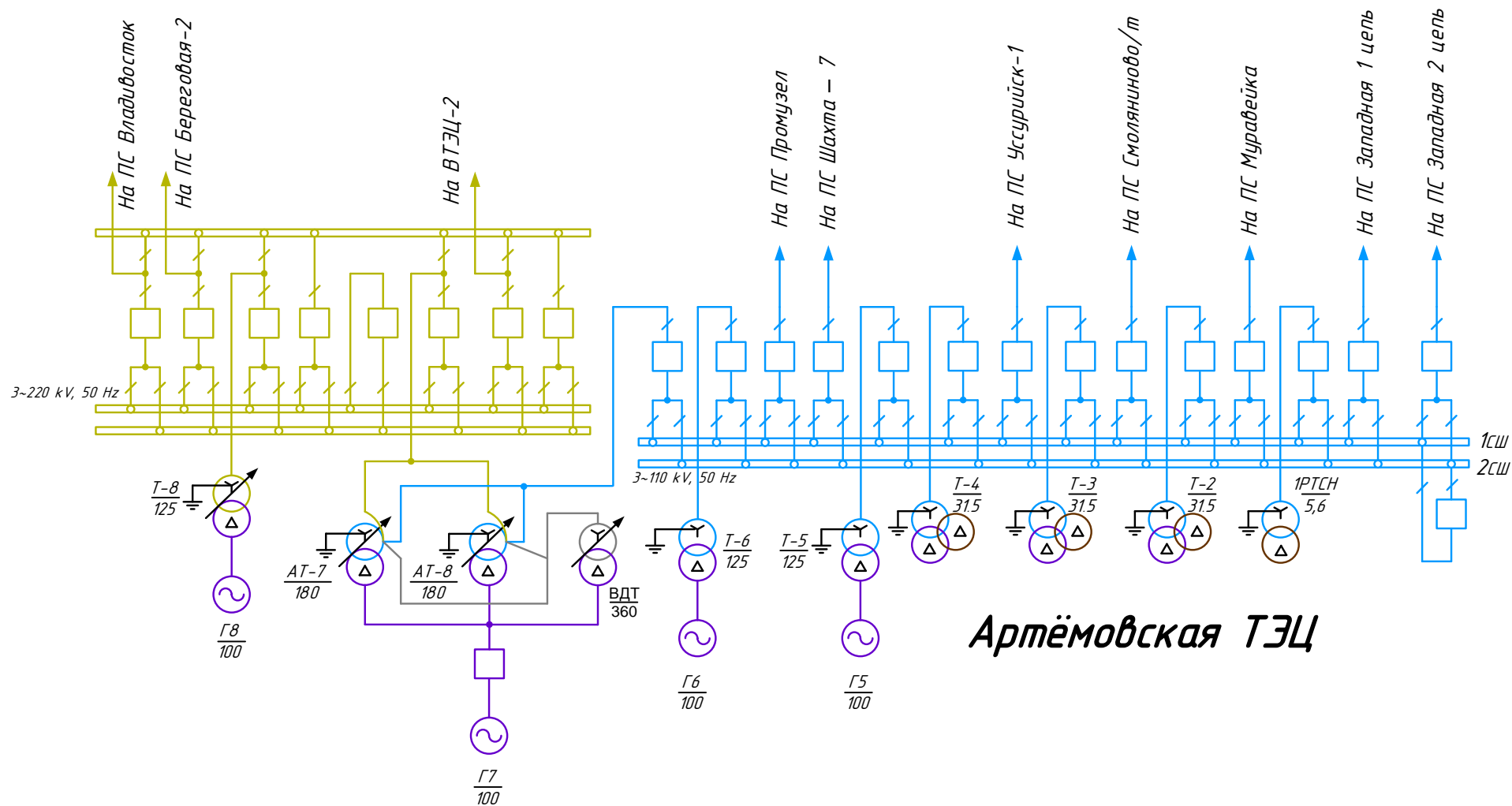


Рисунок 3 – Однолинейная схема выдачи мощности Артемовской ТЭЦ

1.4 Анализ подстанций напряжением 110 кВ и выше.

Основными признаками подстанций, входящих в рассматриваемый энергорайон являются:

- количество, мощность и тип трансформаторов, установлены на ПС;
- количество и тип схемы каждого распределительного устройства подстанции;
- способ присоединения ПС к сети.

В данном эквиваленте были рассмотрены 36 подстанций, общая установленная мощность которых составляет 2606,9 МВА.

Среди данных ПС имеются две ПС напряжением 500 кВ, четыре ПС напряжением 220 кВ и тридцать ПС напряжением 110 кВ. Так же в данном эквиваленте имеются две тяговые подстанции, которые отрицательно влияют на качество электрической энергии других потребителей, вследствие неравномерной загрузки фаз. В основном все подстанции по числу трансформаторов являются двух-трансформаторными, что говорит о повышенной надежности снабжения потребителей электрической энергией.

Большинство распределительных устройств на высокой стороне подстанций выполнены по транзитным схемам. По типу присоединения большинство подстанций проходные, что характеризует слабую связь в рассматриваемом эквиваленте. Подробная информация по ПС рассматриваемого района приведена в таблице 8.

1.5 Анализ электрических сетей напряжением 110 кВ и выше

Существующие электрические сети Приморского края имеют следующие характеристики: большая протяженность распределительных сетей (общей протяженностью 6587 км), неэффективные схемы распределительных устройств (в большинстве случаев не типовые), кроме того, токовая нагрузка линии электропередач не соответствует экономическим токовым интервалам, так как участки одной ЛЭП могут быть выполнены с использованием проводом разных марок и сечений и, следовательно, приводит к выкосим потерям ЭЭ при её транспорте.

Таблица 8 – Подробная информация по ПС рассматриваемого района.

Диспетчерское наименование ПС	Диспетчерское наименование транс-ра	Марка транс-ра	Номинальная мощность транс-ра, МВА	Год ввода	Схема РУ		Способ присоединения к эл. сети
1	2	3	4	5	6		7
ПС 500 кВ Владивосток	АТ-1	АОДЦТН	3x167	2008	500-6Н	Треугольник	Узловая
					220-9	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	
ПС 500 кВ Дальневосточная	АТ-1	АОДЦТН	3x167	1984	500-7	Четырехугольник	Узловая
	АТ-2	АОДЦТН	3x167	1984	220-13Н	Две рабочие и обходная системы шин	
ПС 220 кВ Аэропорт	Т-1	ТРДН	40	2010	220-7	Четырехугольник	Проходная
	Т-2	ТРДН	40	2010			
ПС 220 кВ Уссурийск-2	АТ-1	АТДЦТН	125	1974	220-12	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	Узловая
	АТ-2	АТДЦТН	125	1991			
	АТ-3	АТДЦТН	125	1974			
	Т-4	ТДТН	31.5	1972	110-13Н	Две рабочие и обходная системы шин	
	Т-5	ТДТН	31.5	1972			
ПС 220 кВ Зеленый Угол	АТ-1	АТДЦТН	63	2011	220-9	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	Узловая
	АТ-2	АТДЦТН	63	2011	110-9	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	
ПС 220 кВ Волна	АТ-1	АТДЦТН	125	1993	220-7	Четырехугольник	Узловая
	АТ-2	АТДЦТН	125	1993			
	Т-1	ТДН	40	1991	110-12	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	
	Т-2	ТДН	40	1991			
ПС 110 кВ Междуречье	Т-1	ТДН	10	1978	110-5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Проходная
	Т-2	ТДН	10	1978			

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6		7
ПС 110 кВ УКФ	T-1	ТРДН	25	1988	110-5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Проходная
	T-2	ТРДН	25	1988			
ПС 110 кВ Уссурийск-1	T-1	ТДТН	31.5	1968	110-9	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	Узловая
	T-2	ТДТН	40	2010			
ПС 110 кВ Кожзавод	T-1	ТРДН	40	1994	110-4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Тупиковая
	T-2	ТРДН	31.5	1975			
ПС 110 кВ Уссурийск/т	T-1	ТДТН	40		110-5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Проходная
	T-2	ТДТН	40				
ПС 110 кВ Надеждинская/т	T-1	ТДТН	40		110-5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Проходная
	T-2	ТДТН	40				
ПС 110 кВ Западная	T-1	ТДТН	40	2012	110-13Н	Две рабочие и обходная системы шин	Узловая
	T-2	ТДТН	40	2012			
ПС 110 кВ Казармы	T-1	ТДН	10	2011	110-5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Тупиковая
	T-2	ТДН	10	2011			
ПС 110 кВ Де-Фриз	T-1	ТДН	10	2012	110-5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Ответвительная
	T-2	ТДН	10	2012			
ПС 110 кВ Давыдовка	T-1	ТДТН	25	1986	110-9	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	Узловая
	T-2	ТДТН	25	1986			
ПС 110 кВ Барабаш	T-1	ТДТН	6.3	1967	110-4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Ответвительная
	T-2	ТДТН	6.3	1971			
ПС 110 кВ Славянка	T-1	ТДТН	16	1987	110-9	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	Узловая
	T-2	ТДТН	16	1984			

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6		7
ПС 110 кВ Троица	T-1	ТДТН	6.3	1981	110-4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Ответвительная
	T-2	ТДТН	10	1981			
ПС 110 кВ Краскино	T-1	ТДТН	10	2011	110-5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Тупиковая
	T-2	ТДТН	10	2011			
ПС 110 кВ Пушкинская	T-1	ТДТН	16	2011	110-5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Проходная
	T-2	ТДТН	16	2011			
ПС 110 кВ Раздольное-1	T-1	ТДТН	16	1976	нетип.		Проходная
ПС 110 кВ Раздольное-2	T-1	ТДТН	16	1977	нетип.		Проходная
ПС 110 кВ Тереховка	T-1	ТДТН	6.3	1992	110-5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Проходная
	T-2	ТДТН	6.3	1992			
ПС 110 кВ Шахта-7	T-1	ТДН	16	1993	нетип.		Проходная
	T-2	ТДН	16	1982			
ПС 110 кВ Кролевцы	T-1	ТДТН	25	1988	110-5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Проходная
	T-2	ТДТН	25	1986			
ПС 110 кВ Штыково	T-1	ТДН	16	1983	110-9	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	Узловая
	T-2	ТДН	16	1983			
ПС 110 кВ Муравека	T-1	ТДТН	16	2011	110-5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий	Проходная
	T-2	ТДТН	16	2011			
	T-3 (выведен)	ТДТН	16	1980			
ПС 110 кВ Океан	T-1	ТДН	6.3	1978	110-5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Проходная
	T-2	ТДН	6.3	1983			

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6		7
ПС 110 кВ Лазурная	T-1	ТДТН	16	2018	110-5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Проходная
	T-2	ТДТН	16	2018			
ПС 110 кВ Горноста́й	T-1	ТДН	25	2011	110-5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Проходная
	T-2	ТДН	25	2011			
ПС 110 кВ А	T-1	ТДТН	40.5	1969	110-9	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	Узловая
	T-2	ТДТН	40	1973			
ПС 110 кВ Седанка	T-1	ТДН	16	2011	110-5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Тупиковая
	T-2	ТДТН	16	2011			
ПС 110 кВ Чайка	T-1	ТДТН	16	1987	нетип.		Узловая
	T-2	ТДТН	16	1985			
ПС 110 кВ Спутник	T-1	ТРДН	25	2011	110-9	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	Проходная
	T-2	ТРДН	25	1987			
ПС 110 кВ Про- музел	T-1	ТНД	25	2021	110-5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Проходная
	T-2	ТНД	16	1980			
ПС 110 кВ Ки- парисово	T-1	ТДН	6.3	1978	110-1	Блок (линия-трансформатор) с разъединителем	Ответвительная

В районе развития ЭЭС конфигурация сетей 500 кВ – кольцевая одноцепная, 220 кВ – сложноразветвленная, 110 кВ – сложноразветвленная. Сложноразветвленная распределительная сеть характеризуется как более надежная, но сложна в управлении. Характеристика линий электропередачи представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристика линий электропередачи.

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Марка	Протяженность, км
1	2	3	4	5
1	ВЛ 500 кВ Дальневосточная - Владивосток	2009	АС-300/66	95.5
2	ВЛ 500 кВ Владивосток - Лозовая	2012	АС-300/66	116.9
3	ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2 № 1	1981	АС-300/39	68
4	ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2 № 2	1965	АСО-300	48.6
5	ВЛ 220 кВ Владивосток – Уссурийск-2	1964	АСО-300	52
6	ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна	1964	АСО-300	52.1
7	КВЛ 220 кВ Владивосток- Аэропорт	2010	АС-400/64	21.7
8	ВЛ 220 кВ Владивосток – Зелёный угол	2011	АС-400/64	64.7
9	КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк I цепь, II цепь	2021	АС-400/64	28.44
10	КВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ - Аэропорт	2010	АС-400/64	19.1
			А2*S(FL)2Y 1*800/150	1.04
11	ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2	1971	АСО-300/39	22.3
			АС-300/39	2.8
			АСО-300	19.4
			АСк-300/66	2.2
12	ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2	1971	АСО-300	45.4
13	КВЛ 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - Зеленый угол	2011	АСк-300/66	4.3
14	ВЛ 220 кВ Волна - Зеленый угол	2011	АСк-300/66	11.7

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
15	КВЛ 220 кВ Зеленый угол – Патрокл	2011	АСк-300/66	8.8
16	КВЛ 220 кВ Зеленый угол - Русская	2011	АСк-300/66	17.2
17	ВЛ 110 кВ Зеленый угол – А №1	2009	АСКП-300	1.2
			АС-240	2.07
18	ВЛ 110 кВ Зеленый угол – А №2	1948	АС-240	2.83
			пВпу2г 1х630/185	3.125
19	ВЛ 110 кВ Зеленый угол – Горностаи	2012	АС-240	5.8
20	ВЛ 110 кВ Горностаи – Лазурная	2012	АСКП 240/56	9.65
			АС-120	5.11
21	КВЛ 110 кВ Лазурная - Океан	2012	АСКП 240/56	10.31
			АС-120	4.84
22	ВЛ 110 кВ Океан – Муравейка	2014	АСКП 240/56	15.3
23	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Муравейка	2012	АСКП-240/56	12.65
24	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел	1935	М-70	23.4
			АС-120	1.57
25	ВЛ 110 кВ Спутник – Промузел	1937	М-70	3.585
			АС-120	2.56
26	ВЛ 110 кВ Чайка – Спутник	1934	М-70	4.35
			АС-120	1.8
27	ВЛ 110 кВ Чайка – Седанка	2011	АС-240	7.8
28	ВЛ 110 кВ Волна – Чайка	2003	АС-240	4.5
			АС - 150	3.62
			АС-300	0.2
29	ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Междуречье	1976	АС-240	10.9
30	ВЛ 110 кВ Междуречье - УКФ	1976	АС-240	5.6
31	ВЛ 110 кВ УКФ – Уссурийск-1	1976	АС-240	7.6
32	ВЛ 110 кВ Уссурийск-2-Уссурийск/т с отпайкой на ПС Кожзавод	1956	АС-95	16.7
33	ВЛ 110 кВ Уссурийск-2-ЛРЗ -1	1980	АС-120	4
34	ВЛ 110 кВ Уссурийск-2-ЛРЗ -2	1980	АС-120	4
35	ВЛ 110 кВ Уссурийск-1-Тереховка	1959	АС-120	15
36	ВЛ 110 кВ Уссурийск-1-Кожзавод	1961	АС-120	4.8
37	ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т	1962	АС-150	46.1
			АС-95	1.2

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
38	ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Уссурйск-1	1946	М-95	31.6
			АС-185	3.87
			АС-240	13.83
39	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1	1957	АС-150	41,8
40	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №2	1957	АС-150	41,8
41	ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – А №1,2	1964	АСО-300	2.9
42	ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная	1963	АС-150	17
43	ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7	1954	М-70	5.4
			АС-120	0.6
44	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7	1954	АССС-150/28	14.4
45	ВЛ 110 кВ Западная – Казармы с отпайкой на ПС Де-Фриз 1,2 цепь	2012	АСКП-120/19	18.6
46	ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка	1968	М-70	4.49
			АС-120	14.96
47	ВЛ 110 кВ Западная – Раздольное-1 с отпайкой на ПС Кипарисово	1958	АС-120	29.2
48	ВЛ 110 кВ Пушкинская – Давыдовка	2011	АС-150/24	32.8
49	ВЛ 110 кВ Пушкинская – Раздольное-1	2011	АС-150/24	9.3
50	ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – Раздольное-2	1958	АС-120	0.8
51	ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Тереховка	1992	АС-120	19.6
52	ВЛ 110 кВ Давыдовка – Славянка №1,2 с отпайкой на ПС Барабаш	1968	АС 120	85.9
53	ВЛ 110 кВ Славянка – Краскино с отпайкой на ПС Троица	1968	АС 120	62.6

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТОР «НАДЕЖДИНСКАЯ»

2.1. Провода нового поколения

В настоящее время для проводов нового поколения не отработаны методики выбора и проверки, однако выбор по нагреву длительно допустимым током классический и подходит для них. [50]

Так как проектирование воздушной линии предполагается в районе с большими механическими нагрузками (гололедными и ветровыми) и требуется передача большой мощности электроэнергии (271 МВт), целесообразно рассмотреть применение провода нового поколения. Для дальнейшего рассмотрения предлагается сравнить высокотемпературные провода марки СЕНИЛЕК АТЗП/С. Традиционные провода АС – 240 и компактированные провода марок АСк2у, АААС и АСПк. Характеристики рассматриваемых проводов представлены в таблице 10.

Провод АС 240/56 изготавливается по ГОСТ 839-80 из сырья, произведённого на территории Российской Федерации. Производство этого провода налажено несколькими крупными заводами. Провод эксплуатируется много десятилетий, подвеска провода АС 400/51 при строительстве ВЛ может привести к образованию увеличенных гололёдных отложений на проводе.

Таблица 10 – Характеристики проводов АСк2у 240/56, АС 240/56, АААС-Z261-2Z, АСПк 240/56 А1F/40SA и СЕНИЛЕК АТЗП/С 185/43

№ п/п	Параметр	АСк2у 240/56	АС 240/56	АААС– Z261-2Z	АСПк 240/56 А1F/40SA	СЕНИ- ЛЕК АТЗП/С 185/43
1	2	3	4	5	6	7
1	Диаметр, мм	20,4	22,4	19,6	20,3	17,8
2	Сечение алюминиевой части, мм ²	238,1	241,27	266,0	240,0	185,0
3	Площадь сечения, мм ²	296,0	297,56	266,0	296,0	227,2
4	Погонный вес, кг/м	1,087	1,106	0,742	1,089	0,845
5	Допустимая температура нагрева провода, С	90	90	90	90	210

1	2	3	4	5	6	7
6	Длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха + 25 С, А	817	610	744	707	963
7	Допустимое напряжение провода при максимальных нагрузках, кгс/мм ²	20,1	15,3	14,91	20,09	18,5
8	Допустимое напряжение провода при среднегодовой температуре, кгс/мм ²	13,4	10,2	9,94	13,46	12,4
9	Прочность на разрыв	13,23	12,42	8,8	13,232	9,4
10	Модуль упругости, кгс/мм ²	9417	8900	5790,0	8735,9	8303
11	Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/ км	0,107	0,1197	0,1252	0,118	0,1590
12	Стоимость, тыс.руб	448	411	350	539	466

Провод АААС-Z261/2Z (All Aluminium Alloy Conductor, Z-type) – компостируемый провод из импортного алюминиевого сплава с одним слоем Z-образных проволок. Данный провод изготавливается ООО «Ламифил» – дочернее предприятие компании LAMIFIL (Бельгия). Применение в наружном слое провода АААС-Z261-2Z Z-образных проволок с плотной компоновкой (заполнение до 98,5%) позволяет увеличить механическую прочность провода, что снижает вероятность его обрыва при нанесении повреждений в результате внешних воздействий. Кроме того, данный провод обладает способностью сохранять целостность повивов и возможность эксплуатации даже при повреждении нескольких соседних проволок (при этом раскручивания поврежденных проволок с угрозой КЗ, как в случае проводов с круглыми проволоками, не происходит).

В отличие от традиционных сталеалюминиевых проводов на проводе АААС-Z261-2Z за счет его большей крутильной жесткости и меньшего диаметра не происходит обрыва провода из-за обледенения и налипания снега. Лед на нем преимущественно образуется только с одной стороны, и по мере увеличения нароста, большая часть льда отпадает под собственным весом. При этом,

нет протоколов, подтверждающих опытным путем сбрасывания части льда за счет большей крутильной жесткости.

С точки зрения снижения ветровых и гололедных нагрузок, сокращение диаметра провода является обоснованным. Однако, учитывая тот факт, что расчетным режимом для расстановки опор (режим максимального провисания провода) в рассматриваемом районе строительства является режим максимального гололеда без ветра, модуль упругости провода является параметром, значение которого определяет количество опор при заданном тяжении провода. Модули упругости проводов АСк2у 240/56, АС 240/56, СЕНИЛЕК АТЗП/С 185/43 и АСПк 240/56 А1F/40SA значительно превосходят модуль упругости провода АААС-Z261-2Z. На рисунке 4 представлено сечение провода данной марки.

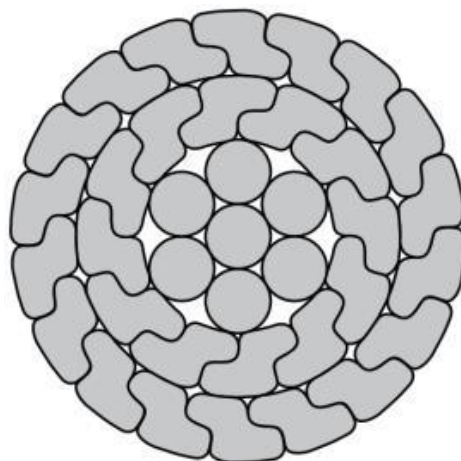


Рисунок 4 – Сечение провода АААС-Z261-2Z

Провод СЕНИЛЕК АТЗП/С 185/43 – высокотемпературный провод производства АО «Людиновкабель». Сочетание в проводе сердечника из высокопрочных стальных гальванизированных проволок и повивов из трапециевидных проволок алюминий- циркониевого сплава АТЗ позволяет повысить механическую прочность и снизить диаметр провода. Использование провода СЕНИЛЕК способствует уменьшению аэродинамической и гололедной нагрузок, вследствие его меньшего диаметра и гладкого профиля. Еще к одному достоинству провода можно отнести повышение пропускной способности линии электропе-

редачи в 1,5–2 раза за счет увеличения рабочей температуры и допустимой токовой нагрузки провода.

К недостаткам рассматриваемого провода относятся:

- слабая коррозионная стойкость сердечника;
- недостаточный опыт проектирования и внедрения.

Провода АСк2у 240/56, АСПк 240/56 – компактированные провода из алюминия с сердечником из стальной проволоки, плакированной алюминием. Плакирование – метод нанесения тонкого защитного слоя металла на поверхность другого металла, в данном случае алюминия на стальную проволоку, при котором происходит холодная сварка металлов за счет большой сдавливающей силы. Главной особенностью этого метода является взаимная диффузия молекул металлов без нагрева на глубину до 5 мкм. По этой причине, провода АСк2у 240/56, АСПк 240/56 обладают повышенной устойчивостью к коррозии. На рисунке 5 показано сравнение диаметра провода марки АС и АСк2у.

Провод АСк2у имеет следующие преимущества в сравнении с проводами АС:

- снижение ветровых нагрузок;
- уменьшение массы гололеда за счет меньшего диаметра провода;
- большая механическая прочность, меньшие стрелы провеса;
- возможность увеличения пролетов между опорами;
- меньшее электрическое сопротивление.

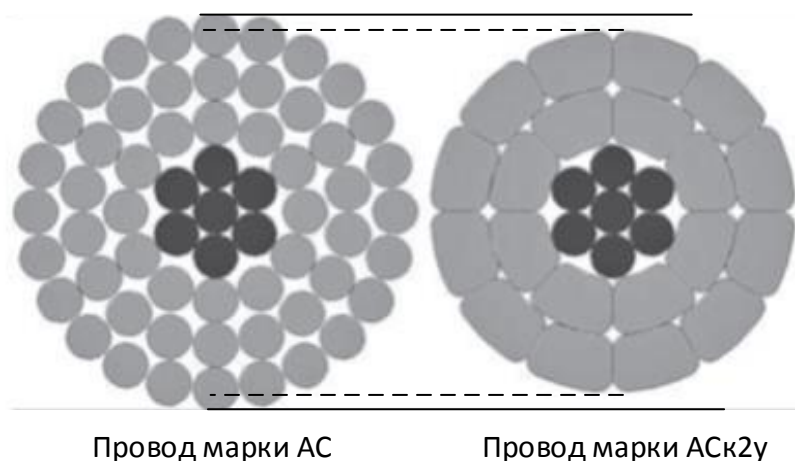


Рисунок 5 – Сравнение диаметра провода марки АС и АСк2у

Согласно [50] область применения ПНП определяется, исходя из решаемых задач, которые можно разделить на следующие основные группы:

1. Повышение энергетической эффективности воздушных линий электропередачи:

- Для передачи большой мощности электрической энергии;
- Как альтернативный вариант повышения пропускной способности ЛЭП вместо перевода на более высокий класс напряжения, увеличению сечения существующего провода или строительству второй цепи.

2. Снижения капитальных затрат:

- На больших переходах таких, как судоходные реки, озера и т.д., пересечений с инженерными сооружениями, дорогами, где требуется существенное увеличение высоты опор для соблюдения габаритных расстояний;
- На протяженных прямолинейных участках трассы ВЛ с возможностью снижения количества промежуточных опор.

Провода нового поколения являются наиболее эффективными, имеют пропускную способность примерно в два раза больше, чем у традиционных. При использовании ПНП можно добиться снижения потерь электроэнергии при ее передаче, а также применение данных проводов решает проблемы с бесперебойностью электроснабжения потребителей.

В настоящее время уровень потерь электроэнергии по причине высокого уровня изношенности оборудования и суровых климатических условий на территории России довольно велик. Что в свою очередь снижает энергоэффективность существующих распределительных сетей.

Основной причиной отказа электросетевых компаний от проводов нового поколения является устаревшая на сегодняшний день нормативно-техническая документация. Например, ГОСТ 839-80 и ПУЭ были разработаны несколько десятков лет назад и не предполагали, на тот момент, использование новых инновационных типов проводов. Следующим барьером является то, что по НТД длительно допустимая максимальная температура провода не более 90 °С, хотя

на сегодняшний момент производители проводов нового поколения утверждают, что для выпускаемых ими проводов максимально допустимая температура достигает 160 °С.

Применение проводов нового поколения, несмотря на их высокую более высокую стоимость, в ряде случаев может быть экономически целесообразно, так как эти провода имеют очень высокие эксплуатационные и технические показатели.

2.2. Управления потоками реактивной мощности

Оптимальное управление электрическими режимами является целью любой сетевой компании. Для достижения данной цели используется различное техническое оборудование, позволяющее управлять потоками реактивной мощности в процессе непрерывного производства распределения и потребления электрической энергии. Оптимизация режимной ситуации позволяет снизить потери активной мощности в сети.

Тенденцией технического оснащения современных энергосистем в индустриально развитых странах становится применение гибких (управляемых) систем электропередач (FACTS - Flexible Alternative Current Transmission Systems) и асинхронизированных синхронных машин. Эта тенденция является предметом интенсивных научных исследований, так как FACTS и АСМ перспективные средства обеспечения надежности и повышения эффективности электроэнергетических систем.

Реактивная мощность сама по себе не расходуется на выполнение какой-либо полезной работы, в отличие от активной мощности, однако наличие в проводах реактивных токов приводит к их нагреву, то есть к потерям мощности в виде выделения тепла, что вынуждает поставщика электроэнергии все время подавать потребителю повышенную полную мощность.

2.2.1. Виды и способы КРМ

Различают несколько разновидностей компенсации реактивной мощности такие как: индивидуальная, групповая, централизованная на ВН и НН. На рисунке 6 представлены способы подключения УКРМ.

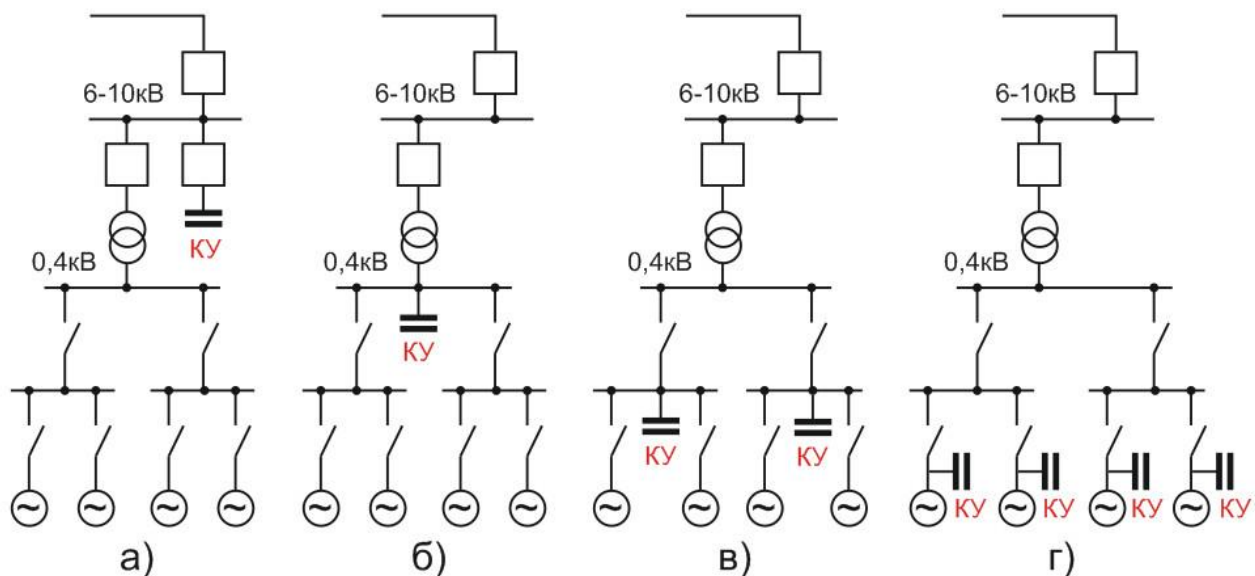


Рисунок 6 – Способы подключения УКРМ

- а) централизованная на ВН, б) централизованная на НН,
 в) групповая, г) индивидуальная

Цели КРМ, в основном, зависят от типа задачи, например, при проектировании стараются с помощью КРМ минимизировать суммарные затраты на строительство или реконструкцию существующих комплексов. Непосредственно при эксплуатации, применение устройств КРМ используют для повышения надёжности и качества электроснабжения потребителей, уменьшения потерь электроэнергии и, как следствие, снижение эксплуатационных затрат.

2.2.2. Влияние на надёжность электросетевого оборудования

Перетоки реактивной мощности негативно влияют на изоляцию элементов электроэнергетической системы. Особому влиянию подвержены силовые трансформаторы. При протекании реактивной мощности через трансформатор возникают дополнительные нагрузочные потери и, как следствие, возникает дополнительный его нагрев, причем дополнительному нагреву подвержен не весь трансформатор, а только отдельные его точки, которые и так в нормальном режиме термически напряжены. Что приводит к быстрому износу изоляции в данных точках [42].

В этом случае при установке КРМ на НН подстанции, снижаются потоки реактивной мощности, протекающие через трансформатор. Что уменьшает воздействие теплового влияния на его изоляцию.

Далее рассмотрим, математическую модель влияния компенсации реактивной мощности на стороне НН на срок службы изоляции трансформатора.

Для оценки надежности силового трансформатора при отсутствии достаточного количества статистических данных для периода нормальной эксплуатации силового трансформатора, можно считать, что величина интенсивности потока отказа постоянна во времени. Учитывая, что компенсация реактивной мощности приводит к увеличению срока службы трансформаторов, тогда величина интенсивности потока отказа, с учетом компенсации реактивной мощности, примет следующий вид:

$$\lambda_{\text{КРМ}} = \frac{1}{T_{\text{КРМ}}} = \frac{1}{T \cdot \tau_2 / \tau_1} = \frac{1}{T + \Delta\tau}, \quad (1)$$

где τ_2 / τ_1 – отношение срока службы оборудования при наличии УКРМ к сроку службы при его отсутствии;

$\Delta\tau$ – увеличения срока службы изоляции при установке на стороне низкого напряжения трансформатора УКРМ.

Обычно полагают, что срок службы изоляции при тепловом старении обратно пропорционален скорости химических реакций. Тогда, используя уравнение Аррениуса [42], можно получить выражение для отношения сроков службы изоляции до и после КРМ:

$$\tau_2 / \tau_1 = 2^{-(T_2 - T_1) / \Delta T} \quad (2)$$

где ΔT – повышение температуры, которое сокращает срок службы изоляции в 2 раза, согласно [6] принимается 6 °С.

τ_2 и τ_1 – сроки службы соответственно при температурах T_1 и T_2 , в нашем случае соответствующих работе изоляции до КРМ и после КРМ.

Превышение температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла, можно определить по формуле:

$$\theta_{\text{обм.н.н.т}} = \nu_M + (g + \varepsilon)(k_3)^{2m} \quad (3)$$

где g и ε – коэффициенты, получаемые из тепловой диаграммы трансформатора;

m – коэффициент, принимаемый по рекомендациям МЭК: $m = 0,8$ для трансформаторов с системами охлаждения М, $m = 0,9$ для системы Д и $m = 1$ для трансформаторов с системами охлаждения ДЦ и Ц;

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

Из формулы (3) может быть получена зависимость разницы температур обмоток трансформаторов в наиболее нагретой точке при изменении их коэффициента загрузки трансформатора:

$$T_2 - T_1 = \nu_{M2} + (g + \varepsilon)(k_{32})^{2m} - [\nu_{M1} + (g + \varepsilon)(k_{31})^{2m}], \quad (4)$$

Температура нагрева масла зависит от потерь мощности в нем и определяется по формуле:

$$\nu_M = \Delta P^m \quad (5)$$

где ΔP – потери мощности в силовом трансформаторе.

Для трансформатора потери мощности определяются:

$$\Delta P = P_k \cdot k_3^2 + P_x, \quad (6)$$

где P_k – потери короткого замыкания, кВт

P_x – потери холостого хода трансформатора, кВт.

Тогда изменение интенсивности отказов силовых трансформаторов в результате установки УКРМ определяется:

$$\Delta \lambda = \frac{-\Delta T}{T(T + \Delta T)}, \quad (7)$$

Таким образом, описана математическая модель отказа силовых трансформаторов с учетом эффекта от компенсации реактивной мощности на низкой стороне трансформатора.

3. РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ В СУЩЕСТВУЮЩИХ СЕТЯХ

Основной целью проведения расчета электроэнергетических режимов сети является определение уровней напряжения в узлах электрической сети, загрузки элементов сети, проверка пропускной способности элементов сети по допустимым значениям.

Расчеты электрических режимов для нормальной и ремонтных схем, в том числе и при нормативных возмущениях в электрической сети 110 кВ и выше, проведены с учетом выполнения следующих условий:

1 Для нормальной схемы сети напряжения на шинах, питающих подстанции, в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, обеспечиваются в пределах 1,05 номинального;

2 В послеаварийных схемах, на стороне высокого напряжения понижающих подстанций, необходимо обеспечить такие уровни напряжения, при которых на вторичной стороне трансформаторов напряжения не будет снижено ниже значений напряжения номинального с учетом использования РПН;

3 Реактивная нагрузка на действующих подстанциях энергосистемы определена с учетом фактической, на новых подстанциях – с учетом коэффициента реактивной мощности равному $\text{tg}\varphi = 0,5$ на шинах ПС 110 кВ и выше, согласно [32, 36];

4 Мощность действующих устройств компенсации реактивной мощности на подстанциях 110 кВ и выше, учитывалась в расчетах в пределах их предполагаемой мощности.

В работе исходными данными являются: однолинейная электрическая схема сети 110-220-500 кВ, утверждённая Филиалом АО «СО ЕЭС» Приморского РДУ, схема потокораспределения за зимний контрольный день 20 декабря 2021 г. 19 ч., сводная ведомость АО «ДРСК» зимнего КДЗ 2021 г.

Расчет нормального и послеаварийных режимов работы для существующей сети производится при помощи программно-вычислительного комплекса RastrWin3.

Данный программный комплекс предназначен для выполнения типичных расчетов, а именно:

- 1 установившихся режимов;
- 2 оптимизации режима по реактивной мощности и напряжению;
- 3 утяжеления режима;
- 4 расчет ТКЗ;
- 5 эквивалентирования электрической сети.

Комплекс содержит пользовательский интерфейс и табличный редактор, графическую схему, а также встроенную базу данных и макроязык [39].

Для формирования математической модели в ПВК RastrWin3 необходимо определить эквивалент и составить схему замещения рассматриваемой сети с определением всех ее параметров.

Одним из основных условий при расчете установившихся режима является определение балансирующей точки, которая будет принимать на себя все возникающие небалансы активной и реактивной мощности. В качестве базисного узла принимаем шины 500 кВ Приморской ГРЭС.

3.1 Определение необходимых параметров схемы замещения для проведения расчетов режимов

Одним из основных параметров схемы замещения ЛЭП является активное сопротивление, величина которого влияет на нагрев проводов, при протекании по ним электрического тока, за счет чего и моделируются потери ЭЭ на нагрев проводников. Для сталеалюминиевых проводов активное сопротивление определяется, главным образом, алюминиевой частью, это обусловлено скин-эффектом (эффектом вытеснения переменного тока к поверхности проводника). Активные сопротивления ЛЭП определяются по формуле [41]:

$$R = r_0 \cdot l_{БЛ}, \quad (8)$$

где r_0 – погонное активное сопротивление на 1 км линии, Ом/км;

$l_{\text{ЛЭП}}$ – протяженность линии, км.

Индуктивное сопротивление воздушной ЛЭП определяется индуктивностью фаз ЛЭП взаимной индукцией между фазами и по отношению фаз к земле и, следовательно, зависит от диаметра провода, взаимного расположения фаз и расстояния между фазами. Для устранения разницы в величине индуктивного сопротивления фаз на всем протяжении ЛЭП производится транспозиция проводов. Индуктивное сопротивление линии рассчитывается по формуле: [41]:

$$X_0 = 0,1445 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{R}\right) + 0,0157 \mu, \quad (9)$$

где D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между фазными проводами, мм;

R – радиус провода, мм;

μ – относительная магнитная проницаемость материала провода. Для алюминиевых, сталеалюминиевых и медных проводов принимается $\mu = 1$.

Активная проводимость для ЛЭП моделирует потери активной мощности на коронный разряд, поэтому данный параметр используется только для ЛЭП напряжением 220 кВ и выше. Активная проводимость ВЛ рассчитывается по формуле:

$$G = \frac{\Delta P_{кор} \cdot 10^3}{U_{ном}^2} \cdot l_{ВЛ}, \quad (10)$$

где $\Delta P_{кор}$ – потери мощности на корону на 1 км, кВт/км;

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

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), моделируется реактивной проводимостью ВЛ и определяется по выражению:

$$B = \left(\frac{7,58}{\lg \frac{D_{cp}}{R}} \right) \cdot 10^{-6}, \quad (11)$$

где D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между фазными проводами, мм;

R – радиус провода, мм.

Особенностью моделирования параметров схем замещения в RastrWin3 является то, что проводимости для линий заносятся в целом, а не разносятся по конечным узлам ЛЭП (не делится на 2), так как это предусмотрено в П-образной схеме замещения ЛЭП, представленной на рисунке 7.

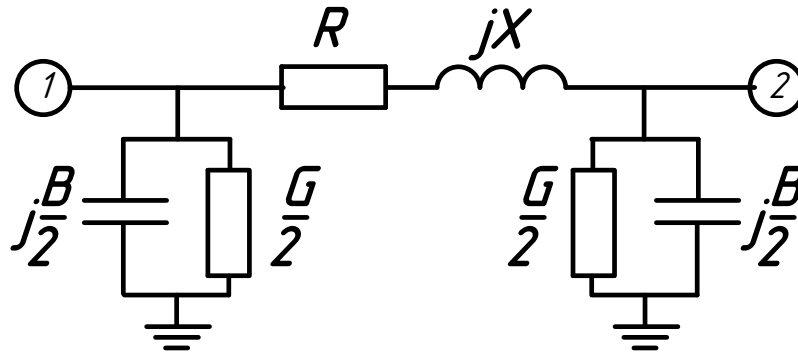


Рисунок 7 – П-образная схема замещения ЛЭП

Трансформаторы моделируются активным и реактивным сопротивлениями, приведенными к ВН трансформатора, для каждой ступени напряжения. Потери холостого хода вносятся в виде активной и реактивной проводимостями в ветви высокой стороны трансформатора (автотрансформатора).

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ВН}^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^{-3}, \quad (12)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

$U_{ВН}^2$ – номинальное напряжение обмотки ВН, кВ;

$S_{ном}^2$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВА.

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (13)$$

где u_k % – напряжения короткого замыкания, %;

Проводимости трансформатора рассчитываем по следующим формулам:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2}, \quad (14)$$

где ΔP_x –потери холостого хода трансформатора, кВт;

U_{BH}^2 – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора.

$$B_T = \frac{i_x \%}{100} \cdot \frac{S_{ном}}{U_{BH}^2}, \quad (15)$$

где i_x % – ток холостого хода трансформатора, %;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

U_{BH}^2 – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора, кВ.

Коэффициент трансформации двухобмоточного трансформатора рассчитывается по формуле:

$$K_{тр} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (16)$$

где U_{HH} – номинальное напряжение обмотки низкого напряжения трансформатора, кВ.

Отличительной особенностью ветвей ЛЭП от трансформаторов в ПК RastrWin3 осуществляется программой по значению, проставленному в поле Kt/r, поэтому для трансформаторов обязательно заполняется значением [39].

Коэффициенты трансформации для трехобмоточного трансформатора и автотрансформаторов рассчитываются по формулам:

$$K_{mpB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}}, \quad (17)$$

$$K_{mpC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}, \quad (18)$$

$$K_{mpH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (19)$$

где $K_{mpB}, K_{mpC}, K_{mpH}$ – коэффициенты трансформации соответственно для высокой, средней и низкой сторон трехобмоточного трансформатора;

U_{BH}, U_{CH}, U_{HH} – напряжения обмоток на ВН, СН и НН сторонах трехобмоточного трансформатора, кВ.

Схемы замещения для двухобмоточного и трехобмоточного трансформаторов изображена на рисунке 8.

Генераторы в ПК RastrWin3 могут задаваться вырабатываемой активной мощностью или пределами выработки и потребления реактивной мощности и заданным модулем напряжения. Базисный узел задается модулем напряжения и заданным углом.

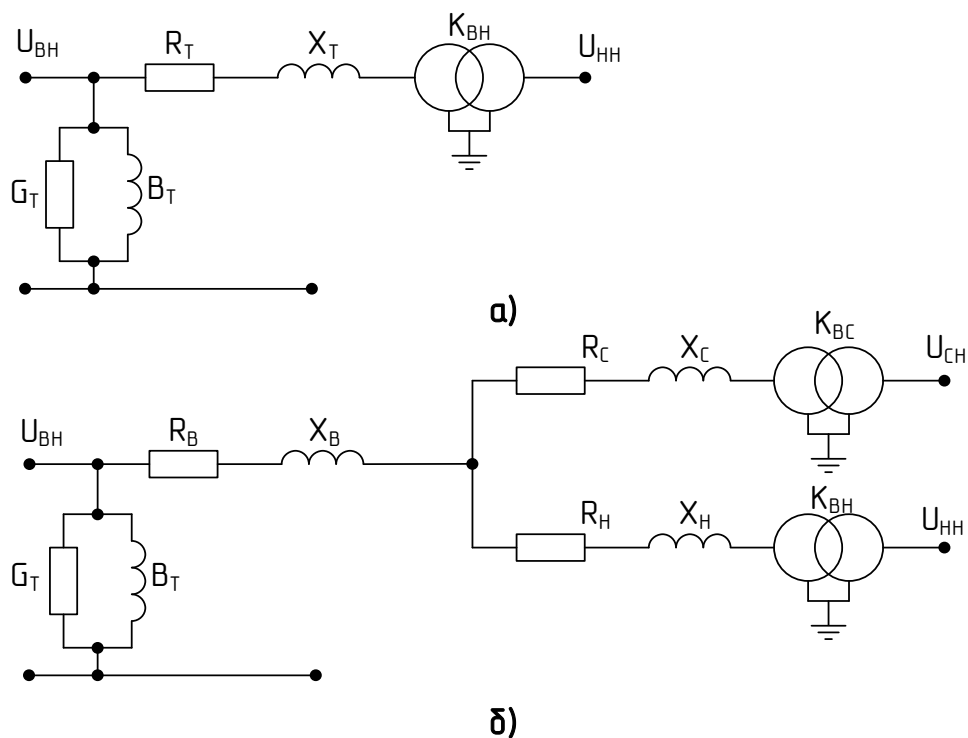


Рисунок 8 – Схемы замещения: а) двухобмоточного трансформатора
 б) трехобмоточного трансформатора

Нагрузки потребителей могут быть заданы следующими способами [15]:

- Нагрузка задана постоянным сопротивлением шунта $R = \text{const}$, $X = \text{const}$;
- Нагрузка задана постоянным током $I = \text{const}$, тогда мощность является линейной функцией от напряжения;
- Нагрузка задана постоянной мощностью $P = \text{const}$, $Q = \text{const}$, т.е. мощность не зависит от напряжения.

Для моделирования электрической сети были использованы данные контрольного замера за 15.12.2021, полученные от АО «ДРСК», а также схема потокораспределения и уровни напряжения за контрольный день 15 декабря 2021 г. 19 ч., полученные от Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ.

После создания математической модели электрической сети, для определения корректности внесенных данных, её необходимо сравнить со схемой потокораспределения за контрольный день 15 декабря 2021 года. на 19 часов, Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ. Сравнение необходимо проводить по

перетокам мощности в ветвях сети и уровням напряжения в её узлах. Сравнение перетоков мощности приведены в таблице 11. Сравнение уровней напряжения в узлах сети представлено в таблице 12.

Таблица 11 – Сравнение перетоков мощности

Контролируемый элемент	Согласно КДЗ			Согласно расчёту в RartrWin3			dI, %
	Р, МВт	Q, Мвар	Ток, А	Р, МВт	Q, Мвар	Ток, А	
1	2	3	4	5	6	7	8
Переток мощности от Хабаровкой Энергосистемы (ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Хехцир)	355.4	84.3	413	355.6	91.3	416	-0.73
ВЛ 500 кВ Примосркая ГРЭС - Чугуевк	334.9	84.1	430	335.2	86.6	429	0.23
ВЛ 500 кВ приморская ГРЭС - Дальневостояная	361.4	106.3	467	361.4	110	465	0.43
ВЛ 500 кВ Чугуевка - Ловозая	175.6	140.6	258	175.7	142.2	260	-0.78
ВЛ 500 кВ Лозовая - Владивосток	34.6	11.3	124	35.9	12.1	123	0.81
ВЛ 500 кВ Дальневостояная Владивосток	122.5	25.7	193	122.7	24.3	192	0.52
ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - НПС-38	94.9	-0.5	231	94.9	0.1	233	-0.87
ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Губерово/т	112.1	4.1	271	112.2	4.8	272	-0.37
ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	126.6	-6.3	303	126.6	-5.7	304	-0.33
ВЛ 220 кВ Дальневосточная - Уссурийк-2 №1	13.9	51.9	301	104.7	60.7	311	-3.32
ВЛ 220 кВ Дальневосточная - Уссурийк-2 №2	77.3	40	228	77.9	46.6	233	-2.19
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 - Владивосток	36.1	40.5	138	33.8	41.6	136	1.45
ВЛ 220 кВ Владивосток - Аэропорт	44.6	44.4	159	46	37	158	0.63
ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна	47.1	20.2	130	48.6	11.1	135	-3.85
ВЛ 220 кВ Владивосток - Зеленый Угол	22.8	7.9	61	20.6	7.8	57	6.56
ВЛ 220 кВ АТЭЦ - Аэропорт	41	51	165	42.2	46	163	1.21
ВЛ 220 кВ АТЭЦ - ВТЭЦ	10.8	43	113	11.8	43.6	115	-1.77

1	2	3	4	5	6	7	8
ВЛ 220 кВ ВТЭЦ - Зеленый Угол	39.8	10.7	106	40.9	14.1	109	-2.83
ВЛ 220 кВ Волна - Зеленый Угол	11.3	90.8	241	11.6	96.6	248	-2.90
ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Штыково №1	53	25	284	54.7	27.1	298	-4.93
ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Штыково №2	58.8	23.5	262	48.4	25.5	266	-1.53
ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Шахта-7	75.4	18.1	387	73	18	376	2.84
ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Уссуийск-1	32.8	6.3	162	34	4.4	168	-3.70
ВЛ 110 кВ Уссурийск -2 - Междуречье	64.4	37.1	360	64.1	36.1	365	-1.39
ВЛ 110 кВ Уссурийск -2 - Уссурийск/т	20.7	21.9	149	20.6	22.8	152	-2.01
ВЛ 110 кВ Западная - Давыдовка	54.3	7.1	284	53.4	7.3	280	1.41
ВЛ 110 кВ Западная - Раздольное -1	20.9	1.2	106	21.9	1.9	111	-4.72
ВЛ 110 кВ Западная - Надеждинская/т	6	3	36	5.5	4.6	36	0.00
ВЛ 110 кВ Давыдовка - Барабаш №1	19.1	2.5	102	19	2.5	102	0.00
ВЛ 110 кВ Давыдовка - Барабаш №1	18.5	1.3	97	18.1	2.3	97	0.00

Таблица 12 – Сравнение уровней напряжения в узлах сети

Объект	Точка замера	U по КДЗ, кВ	U согласно расчета в RastrWin3, кВ	dU, %
1	2	3	4	5
Приморская ГРЭС	Шины 500 кВ	510.03	510.06	0.0
	Шины 220 кВ	241.14	240.96	0.1
	Шины 110 кВ	119.53	119.56	0.0
ПС 500 кВ Дальневосточная	Шины 500 кВ	510.33	509.53	0.2
	Шины 220 кВ	232.9	232.45	0.2
ПС 500 кВ Владивосток	Шины 500 кВ	505.43	504.54	0.2
	Шины 220 кВ	230.43	230.86	-0.2
ПС 500 кВ Лозовая	Шины 500 кВ	502.47	501.61	0.2
	Шины 220 кВ	225.16	224.65	0.2

1	2	3	4	5
ПС 500 кВ Чугуевка	Шины 500 кВ	510.71	510.18	0.1
	Шины 220 кВ	227.56	227.39	0.1
ПС 220 кВ Лезозаводск	Шины 220 кВ	235.42	235.08	0.1
ПС 220 кВ Спасск	Шины 220 кВ	230.99	230.5	0.2
АТЭЦ	Шины 220 кВ	226.47	225.9	0.3
	Шины 110 кВ	119.24	119.15	0.1
ВТЭЦ	Шины 220 кВ	229.65	229.53	0.1
ПС 220 кВ Зеленый Угол	Шины 220 кВ	229.57	229.42	0.1
	Шины 110 кВ	120.67	120.62	0.0
ПС 220 кВ Волна	Шины 220 кВ	227.72	227.22	0.2
	Шины 110 кВ	120.73	120.84	-0.1
ПС 110 кВ Западная	Шины 110 кВ	114.74	114.56	0.2
ПС 110 кВ Давыдовка	Шины 110 кВ	111.36	111.12	0.2
ПС 110 кВ Уссурикс-1	Шины 110 кВ	114.84	114.33	0.4
ПС 110 кВ Славянка	Шины 110 кВ	106.9	106.61	0.3
ПС 110 кВ Спутник	Шины 110 кВ	118.41	118.24	0.1
ПС 110 кВ Океан	Шины 110 кВ	119.76	119.75	0.0

3.2 Прогнозирование электрических нагрузок

Прогнозирование электрических нагрузок необходимо для решения различных задач, таких как, оценивание надежности, экономичности, качества электроэнергии в точках поставки, а также для проведения расчетов с учетом перспективных нагрузок. Точность прогноза нагрузок влияет на загрузку электросетевого оборудования. Прогноз нагрузки на перспективу осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P_i^{прогн} = P_i^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N \quad (20)$$

где $P_i^{баз}$ – текущая максимальная активная мощность, МВт;

ε – среднегодовой прирост электрической нагрузки, %;

N – период выполнения прогноза, лет.

Среднегодовой относительный прирост электрических нагрузок, согласно [51] составляет 2,46 %.

Так как в качестве исходных данных нагрузок существующих подстанций используется схема потокораспределения зимнего КДЗ 2021 г (максимальная нагрузка), то в целях выполнения необходимых расчетов по приведению прогнозного значения максимального потребления мощности к требуемым климатическим (температурным) условиям, определяются соответствующие значения расчетных температур наружного воздуха в дни зимнего и летнего контрольного замера потокораспределения, рассчитываемые как среднеарифметическая за базовый период величина из значений среднесуточных температур наружного воздуха в энергосистеме в дни соответствующих контрольных замеров. Для выполнения расчета вероятностных характеристик приняты коэффициенты графика электрических нагрузок, согласно [9, 24], которые представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Коэффициенты графика электрических нагрузок

Коэффициент	Наименование коэффициента	Значение
$k_{зима}^{min/max}$	Коэффициент соотношения между минимальным и максимальным потреблением мощности энергосистемы Приморского края в зимние сутки контрольного измерения потокораспределения	0,821
$k_{лето}^{min/max}$	Коэффициент соотношения между минимальным и максимальным потреблением мощности энергосистемы Приморского края в летние сутки контрольного измерения потокораспределения	0,674
$k_{л/з}^{max}$	Коэффициент соотношения максимального потребления мощности энергосистемы в дни летнего и зимнего контрольного измерения потокораспределения	0,634
$tg\varphi$	Коэффициент реактивной мощности $tg\varphi$	0,4

С помощью данных коэффициентов можно рассчитать вероятностные характеристики нагрузок подстанции и целых энергорайонов. Зимний минимум потребления мощности определяется по формуле:

$$P_{\text{зима}}^{\text{min}} = P_{\text{зима}}^{\text{max}} \cdot k_{\text{зима}}^{\text{min/max}} \quad (21)$$

где $P_{\text{зима}}^{\text{max}}$ – зимний максимум потребления мощности энергосистемы, МВт.

Летний максимум потребления мощности рассчитывается следующей по формуле:

$$P_{\text{лето}}^{\text{max}} = P_{\text{зима}}^{\text{max}} \cdot k_{\text{лето/зима}}^{\text{max}} \quad (22)$$

Летний минимум потребления мощности определяется аналогично зимнему минимуму потребления мощности:

$$P_{\text{лето}}^{\text{min}} = P_{\text{лето}}^{\text{max}} \cdot k_{\text{лето}}^{\text{min/max}} \quad (23)$$

Приведение максимального потребления мощности энергосистемы (энергорайона, узла нагрузки) к расчетной температуре выполняется с использованием коэффициентов зависимости изменения максимума потребления мощности территориальных энергосистем при изменении температуры наружного воздуха по формуле:

$$P_{\text{max}}^{\text{расч}} = P_{\text{max}}^{\text{исх}} \cdot \left(1 + \frac{k_t}{100\%} \cdot (t_{\text{расч}} - t_{\text{исх}})\right) \quad (24)$$

где $P_{\text{max}}^{\text{расч}}$ – значение максимума потребления для расчетных температурных условий, МВт;

$P_{\max}^{\text{исх}}$ – значение максимума потребления для исходных температурных условий, МВт;

k_t – коэффициент зависимости изменения максимума потребления мощности территориальных энергосистем при изменении температуры наружного воздуха, %/°С;

$t_{\text{расч}}$ – расчетное значение температуры наружного воздуха, °С,

$t_{\text{исх}}$ – значение температуры наружного воздуха для исходных условий, °С.

В случае, если значения $t_{\text{расч}}$ и $t_{\text{исх}}$ находятся в различных температурных диапазонах, в соответствии формулой (24) необходимо выполнять последовательное приведение показателя максимального потребления мощности от значения $t_{\text{исх}}$ к температуре, соответствующей границе температурного диапазона, и далее к значению $t_{\text{расч}}$ с использованием индивидуальных коэффициентов зависимости для каждого из температурных диапазонов.

Коэффициенты зависимости изменения максимума потребления мощности Приморского края при изменении температуры наружного воздуха (k_t) по состоянию на 12.01.2022, согласно [24] приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Коэффициенты зависимости изменения максимума потребления мощности при изменении температуры наружного воздуха Приморского края

Температурный диапазон	Нижняя граница диапазона, °С	Верхняя граница диапазона, °С	Значение коэффициента, % / °С
I	-40	-10	-0,76
II	-10	0	-0,94
III	0	+12	-1,48
IV	+12	+17	-1,06
V	+17	+40	1,04

Результаты расчета вероятностных характеристик, с учетом прогнозирования, представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вероятностные характеристики с учетом прогнозирования

Наименование подстанции	Зима				Лето			
	Pmax	Qmax	Pmin	Qmin	Pmax	Qmax	Pmin	Qmin
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛРЗ	16,05	6,42	13,18	5,27	10,18	4,07	6,86	2,74
Междуречье	10,67	4,27	8,76	3,50	6,76	2,70	4,56	1,82
УКФ	8,40	3,36	6,90	2,76	5,33	2,13	3,59	1,44
Уссурийск 1	41,11	16,44	33,75	13,50	26,06	10,43	17,57	7,03
Кожзавод	18,74	7,50	15,39	6,16	11,88	4,75	8,01	3,20
Тереховка	1,72	0,69	1,42	0,57	1,09	0,44	0,74	0,29
Раздольное 1	9,05	3,62	7,43	2,97	5,74	2,29	3,87	1,55
Раздольное 2	1,51	0,60	1,24	0,50	0,96	0,38	0,64	0,26
Пушкинская	0,43	0,17	0,35	0,14	0,27	0,11	0,18	0,07
Давыдовка	32,64	13,06	26,80	10,72	20,69	8,28	13,95	5,58
Кипарисово	2,15	0,86	1,77	0,71	1,37	0,55	0,92	0,37
Западная	56,99	22,80	46,79	18,71	36,13	14,45	24,35	9,74
Надеждинская/г	5,60	2,24	4,60	1,84	3,55	1,42	2,39	0,96
Уссурийск/г	8,94	3,58	7,34	2,94	5,67	2,27	3,82	1,53

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кролевцы	25,64	10,26	21,05	8,42	16,26	6,50	10,96	4,38
Штыково	9,11	3,65	7,48	2,99	5,78	2,31	3,89	1,56
Шахта-7	20,47	8,19	16,80	6,72	12,98	5,19	8,75	3,50
Промузел	17,88	7,15	14,68	5,87	11,34	4,54	7,64	3,06
Спутник	27,47	10,99	22,55	9,02	17,42	6,97	11,74	4,70
Чайка	28,33	11,33	23,26	9,30	17,96	7,19	12,11	4,84
Седанка	8,19	3,27	6,72	2,69	5,19	2,08	3,50	1,40
Муравейка	4,09	1,64	3,36	1,34	2,60	1,04	1,75	0,70
Океан	2,15	0,86	1,77	0,71	1,37	0,55	0,92	0,37
Лазурная	6,14	2,46	5,04	2,02	3,89	1,56	2,62	1,05
Горностай	4,96	1,98	4,07	1,63	3,14	1,26	2,12	0,85
Зеленый Угол	2,91	1,16	2,39	0,96	1,84	0,74	1,24	0,50
Волна	24,45	9,78	20,08	8,03	15,50	6,20	10,45	4,18
Аэропорт	3,88	1,55	3,18	1,27	2,46	0,98	1,66	0,66
Промпарк	65,00	26,00	53,37	21,35	41,21	16,48	27,78	11,11
Уссурийск-2	43,31	17,32	35,55	14,22	27,46	10,98	18,51	7,40
Надеждинская	271,00	112,40	230,70	92,28	178,15	71,26	120,08	48,03

3.3 Анализ нормального и послеаварийных режимов существующей сети, определение узких мест сети 110 кВ и выше

В работе токовая загрузка линий 110 кВ и выше оценивается по величине ДДТН и АДТН. Расчетная температура для проведения расчетов электроэнергетических режимов принята равной 0 °С, в соответствии с [9]. Результаты расчета режимов, а также длительно допустимые токи контролируемых элементов, представлены в приложении А.

Согласно [9] к обязательным расчетным режимам относятся:

- 1 нормальная схема;
- 2 нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения);
- 3 единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме);
- 4 нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме или в схеме с отключенным состоянием одной единицы генерирующего оборудования (до 20 минут после нормативного возмущения).

Основные требования, предъявляемые к параметрам электроэнергетического режима:

- 1 отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной схеме;
- 2 отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме при нормативном возмущении в нормальной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения);
- 3 отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме в единичной ремонтной схеме, в том числе схеме после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме);
- 4 отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме при нормативном возмущении в единичной ремонтной схеме или в

схеме с отключенным состоянием одной единицы генерирующего оборудования (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме).

В нормальной и в единичной ремонтной схеме, в том числе после нормативного возмущения при превышении ДДТН или снижении напряжения ниже МДН, необходимо рассматривать следующие схемно-режимные мероприятия:

- деление электрической сети, в том числе с переводом потребителей на электроснабжение в тупиковом режиме;
- перенос существующей точки раздела электрической сети с переводом электроснабжения потребителей (части потребителей) на другие энергоузлы;
- замыкание нормально разомкнутых транзитов (точек деления электрической сети) при допустимости по условиям обеспечения функционирования устройств релейной защиты и автоматики, обеспечения соответствия отключающей способности выключателей токам короткого замыкания;
- изменение активной мощности генерирующего оборудования электростанций;
- изменение реактивной мощности генерирующего оборудования электростанций, в том числе с переводом генераторов в режим потребления реактивной мощности;
- включение/отключение и изменение реактивной мощности СКРМ;
- изменение коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов;
- проведение ремонтов электросетевого и/или генерирующего оборудования в иные периоды года.

В случае отсутствия схемно-режимных мероприятий, позволяющих исключить превышение ДДТН или снижения напряжения ниже МДН необходимо применять технические мероприятия такие как: Сетевое строительство (модернизация, реконструкция), строительство (модернизация, реконструкция) объектов генерации.

В случае превышения токовой загрузки элемента значений АДТН и уменьшения напряжения в узлах ниже значения АДН, в послеаварийной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения), необходимо применение устройств противоаварийной автоматики, таких как: АОПО с управляющим воздействием на ОН или увеличение объема ОН уже имеющихся устройств ПА вплоть до полного отключения присоединяемой нагрузки. При невозможности увеличения объема ОН или реализации новой ПА предусматривают технические решения по сетевому строительству (модернизации, реконструкции), строительству (модернизации, реконструкции) объектов генерации.

Анализ результатов расчетов электроэнергетический режимов показал наличие токовой перегрузки ЛЭП и электросетевого, при нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах электрической сети 110 кВ и выше вблизи зоны размещения ГОР «Надеждинская»:

3.3.1 ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7, ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7

В режимах зимнего максимума нагрузки в схеме ремонта ВЛ 110 кВ в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ АТЭЦ-Западная-Кролевцы-Штыково №1 (№2) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ А ТЭЦ-Западная-Кролевцы-Штыково №1 (№2) приводит к превышению АДТН ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 и ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7

Максимальная токовая загрузка ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 составляет 678 А или 118% от $I_{адтн}$. Максимальная токовая загрузка ВЛ 110 кВ Западная – Шахта – 7 составляет 573 А 124,5% от $I_{адтн}$.

ДДТН ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 при температуре окружающего воздуха 0 °С составляет 523 А. (Ограничивающий элемент – ошиновка ПС Шахта-7, выполненная проводом М-95), АДТН при температуре окружающего воздуха 0 °С составляет 575 А (Ограничивающий элемент – ошиновка ПС Шахта-7, выполненная проводом М-95) и 600 А (Ограничивающий элемент – оборудование: ТТ, Выключатель, ВЧЗ, Разъединитель установленное на ПС 110 кВ Шахта-7).

ДДТН ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7 при температуре окружающего воздуха 0 °С 418 А. (Ограничивающий элемент – провод М-70), АДТН при температуре окружающего воздуха 0 °С составляет 460 А (Ограничивающий элемент – провод М-70).

Существующего объема УОН от АОПО ВЛ Западная – Шахта-7 на ПС 110 кВ Западная достаточно для разгрузки ВЛ ниже значения АДТН.

3.3.2 ВЛ 110 кВ АТЭЦ-Западная-Кролевцы-Штыково №1(№2)

В режимах зимнего максимума в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 и аварийном отключении ВЛ 110 кВ АТЭЦ-Западная-Кролевцы-Штыково № 1 или ВЛ 110 кВ АТЭЦ-Западная-Кролевцы-Штыково №2 приводит к превышению АДТН ВЛ 110 кВ АТЭЦ-Западная-Кролевцы-Штыково (№1)№2.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ АТЭЦ-Западная-Кролевцы-Штыково №1(№2) составляет 110% от 1адтн (661 А).

ДДТН ВЛ 110 кВ АТЭЦ-Западная-Кролевцы-Штыково №1(№2) при температуре окружающего воздуха 0 °С составляет 558 А ограничивающим элементом является провод ЛЭП 110 кВ АС – 150. АДТН ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково №1 (№2) при температуре окружающего воздуха 0 °С составляет 600 А, ограничивающим элементом является выключатель, установленный на АТЭЦ, выключатель и высокочастотный заградитель, установленные на ПС 110 кВ Западная.

Схемно-режимные мероприятия, исключаяющие превышение АДТН вышеуказанных элементов электрической сети без ввода ГАО на ПС 110 кВ Западная, отсутствуют. Согласно [9] мероприятием, исключаяющим превышение АДТН ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково № 1 или ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ -Западная - Кролевцы - Штыково № 2, является установка устройств АОПО на Артемовской ТЭЦ на присоединение ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы -Штыково № 1 и ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково № 2 с реализацией управляющего воздействия на ОН ПС 110 кВ Западная в объеме не менее 40 МВт.

3.3.3 АТ-1, АТ-2, АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2

В режимах максимума нагрузки в схеме ремонта одного из автотрансформатора, установленного на ПС 220 кВ Уссурийск-2 и аварийное отключение второго автотрансформатора на ПС 220 кВ Уссурийск-2 приводит к превышению АДТН оставшегося в работе автотрансформатора на ПС 220 кВ Уссурийск-2.

Максимальная токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск-2 выявлена при выводе в ремонт АТ-2 ПС 220 кВ Уссурийск-2 и аварийном отключении АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2 в режиме зимних максимальных нагрузок 2021 года и составляет 165,9% от $I_{ном}$ (519 А для обмотки ВН).

Максимальная токовая нагрузка АТ-2 ПС 220 кВ Уссурийск-2 выявлена при выводе в ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск-2 и аварийном отключении АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2 в режиме зимних максимальных нагрузок 2021 года и составляет 170,4% от $I_{ном}$ (536 А для обмотки ВН).

Максимальная токовая нагрузка АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2 выявлена при выводе в ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск-2 и аварийном отключении АТ-2 ПС 220 кВ Уссурийск-2 в режиме зимних максимальных нагрузок 2021 года и составляет 170,4% от $I_{ном}$ (536 А для обмотки ВН). Результаты расчета режимов при отключении автотрансформаторов приведены в таблице 16.

Максимальная выявленная нагрузка АТ-1, АТ-2, АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск превышает аварийно-допустимую токовую перегрузку при температуре окружающего воздуха при 0 °С. Согласно [35] Продолжительность работы трансформатора с коэффициент допустимой аварийной перегрузки трансформаторов (автотрансформаторов) с системой охлаждения ДЦ или Ц трансформатора равный 1,7 (170% от $I_{ном}$) при температуре окружающей среды 0 °С допускается на время не более 5 минут. Этого времени недостаточно для перевода нагрузки.

Осуществляемое в настоящее время схемно-режимное мероприятие такое как: отключение ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Междуречье, не позволяет устранить

превышение АДТН АТ-1, АТ-2, АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2. Максимальная токовая нагрузка с учетом реализации СРМ:

АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск-2 149% от 1ном (467 А для обмотки ВН);

АТ-2 ПС 220 кВ Уссурийск-2 146% от 1ном (457 А для обмотки ВН);

АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2 149% от 1ном (467 А для обмотки ВН).

Мероприятием, исключающим превышение АДТН автотрансформаторов, установленных на ПС 220 кВ Уссурийск-2, является установка устройств АО-ПО АТ-1, АТ-2, АТ-3 на ПС 220 кВ Уссурийск-2 с реализацией ОН на ПС 220 кВ Уссурийск-2, ПС 110 кВ Уссурийск-1 в объеме не менее 109 МВт.

В настоящее время компанией АО «ДРСК» заканчиваются работы по реконструкции ПС 110 кВ Западная с переводом на напряжение 220 кВ и установкой дополнительного трансформатора 220 кВ мощностью 63 МВА. После окончания работ установка третьего трансформатора позволит перевести большую часть нагрузки потребителей сети 35 кВ ПС 110 кВ Западная на вновь вводимый трансформатор, тем самым позволит разгрузить сеть 110 кВ, а также автотрансформаторы на ПС 220 кВ Уссурийск – 2. Кроме того, ПАО «ФСК» планирует установку одного автотрансформатора мощностью 250 МВА на ПС 110 кВ Западная, что позволяет в большей мере разгрузить автотрансформаторы на ПС 220 кВ Уссурийск – 2. Дополнительных мероприятий по разгрузке АТ ПС 220 кВ Уссурийск-2 не требуется.

3.3.4 ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Промузел

В режимах зимнего максимума в ремонтной схеме при отключении ВЛ 110 кВ Волна – Чайка приводит к превышению ДДТН ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Промузел.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Промузел составляет 102,1% от 1ддтн (426 А). ДДТН ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Промузел при температуре окружающего воздуха 0 °С составляет 418 А ограничивающим элементом является провод ЛЭП 110 кВ М – 70. АДТН ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Промузел при температуре окружающего воздуха 0 °С составляет 480 А, ограничивающим элементом является также провод ЛЭП 110 кВ М – 70.

Таблица 16 – Результаты расчета режимов ПС 220 кВ Уссурииск-2

№ п/п	Ремонт	Аварийное отключение	Контролируемый элемент	ДЦН, А	Переток мощности, МВА	Токовая загрузка, А	Токовая загрузка, %
1.	-	-	АТ-1, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313	68.7+J48.9	217	69.3
			АТ-3, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313	75.5+J54.1	239	76.3
			АТ-2, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313	75.2+J53.7	238	76
2.	АТ-2, ПС 220 кВ Уссурийск-2	-	АТ-1, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313	95.2+J71.9	306	97.8
			АТ-3, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313	104.3+J79.1	336	107.3
			АТ-2, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313			
3.	АТ-2, ПС 220 кВ Уссурийск-2	АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2	АТ-1, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313	153.7+J133.6	519	165.9
			АТ-3, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313			
			АТ-2, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313			
4.	АТ-2, ПС 220 кВ Уссурийск-2	АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск-2	АТ-1, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313			
			АТ-3, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313	159.8+J136.5	537	171.4
			АТ-2, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313			
5.	АТ-3, ПС 220 кВ Уссурийск-2	-	АТ-1, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313	95.2+J71.9	306	97.8
			АТ-3, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313			
			АТ-2, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313	104.2+J78.9	335	107.2
6.	АТ-3, ПС 220 кВ Уссурийск-2	АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск-2	АТ-1, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313			
			АТ-3, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313			
			АТ-2, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313	159.9+J136.4	536	171.4
7.	АТ-1, ПС 220 кВ Уссурийск-2	-	АТ-1, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313			
			АТ-3, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313	101+J76	324	103.7
			АТ-2, ПС 220 кВ Уссурийск-2	313	100.9+J75.8	324	103.5

В утвержденной Инвестиционной программе АО «ДРСК», в рамках программы МиРЭК, предусмотрено мероприятие по замене провода М-70 ЛЭП 110 кВ АТЭЦ – Промузел на провод с большей пропускной способности со сроком реализации 2023г, что позволит исключить перегрузку данной ЛЭП в ремонтных и послеаварийных режимах.

3.3.5 Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Давыдовка

В режимах зимнего максимума нагрузки в схеме ремонта или аварийного отключения одного из трансформатора на ПС 110 кВ Давыдовка приводит к перегрузке оставшегося в работе трансформатора на 134 % от $I_{ном}$ (32.4 МВА). В соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики [35], для трансформаторов с системой охлаждения Д допускается аварийная перегрузка в диапазоне $1,3 < I/I_{ном} \leq 1,4$ в течение 24 ч. при температуре охлаждающего воздуха 0 °С, чего достаточно для осуществления перевода нагрузки.

По информации, полученной от Филиала АО «ДРСК» – «Приморские ЭС», существующая схема распределительных сетей 35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 110 кВ Давыдовка суммарным объемом 9 МВт (9,7 МВА) на ПС 110 кВ Западная.

После осуществления перевода суммарная загрузка оставшегося в работе трансформатора (при отключении другого) составит 92,3 % от $I_{ном}$ (22,41 МВА), что не превышает длительно допустимое значение.

Таким образом, для устранения недопустимой перегрузки, по данным контрольного замера, замена трансформаторного оборудования не требуется.

3.3.6 Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Западная

В режимах зимнего максимума нагрузки в схеме ремонта или аварийного отключения одного из трансформатора на ПС 110 кВ Западная приводит к перегрузке оставшегося в работе трансформатора на 142 % от $I_{ном}$ (56,4 МВА). в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики [35], для трансформаторов с системой охлаждения Д допускается аварийная перегрузка в диапазоне $1,4 < I/I_{ном}$

$\leq 1,5$ в течение не более 24 ч при температуре охлаждающего воздуха $0\text{ }^{\circ}\text{C}$., чего достаточно для осуществления перевода нагрузки.

По информации, полученной от Филиала АО «ДРСК» – «Приморские ЭС», существующая схема распределительных сетей 35 кВ позволяет осуществить перевод питания потребителей ПС 110 кВ Западная суммарным объемом 5,6 МВт (6,03 МВА) на ПС 110 кВ Кролевцы.

После осуществления перевода, суммарная нагрузка оставшегося в работе трансформатора (при отключении другого), составит 126,2 % от $I_{ном}$ (50,17 МВА), что превышает длительно допустимое значение. в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики [35], для трансформаторов с системой охлаждения Д допускается аварийная перегрузка в диапазоне $1,2 < I/I_{ном} \leq 1,3$ в течение не более 24 ч при температуре охлаждающего воздуха $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, вследствие чего необходимы мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Западная.

Для подключения перспективных потребителей, Инвестиционной программой АО «ДРСК» предусмотрен перевод ПС 110 кВ Западная на напряжение 220 кВ с установкой дополнительного трансформатора 220 кВ мощностью 63 МВА и переводом существующих потребителей, питающийся по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Западная, на вновь вводимый трансформатор. Подключение ПС 220 кВ Западная планируется с помощью отпайки от ЛЭП 220 кВ Владивосток – Волна.

При отключении ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка и отключение одной из ЛЭП 110 кВ транзита Западная – Кипарисово – Раздольное-1 – Пушкинская – Давыдовка происходит отключение потребителей ПС 110 кВ Славянка, ПС 110 кВ Давыдовка, ПС 110 кВ Барабаш, ПС 110 кВ Троица, ПС 110 кВ Краскино. Суммарное отключение нагрузки потребителей в 66.5 МВт. В таблице 17 приведены результаты расчета электроэнергетических режимов, в которых предполагается отключение потребителей.

Мероприятий, направленных на повышения надежности и качества электроэнергии на ПС 110 кВ Славянка, ПС 110 кВ Давыдовка, ПС 110 кВ Барабаш, ПС 110 кВ Троица, ПС 110 кВ Краскино в настоящее время нет.

В данном разделе выполнен анализ электрических сетей напряжением 110 кВ и выше вблизи зоны размещения ТОР «Надеждинская». По результатам расчета электрических режимов выявлены слабые места и приведены реализуемые в настоящее время мероприятия по усилению узких мест. Также выявлено, что существующие центры питания напряжением 110-220 кВ в настоящее время не способны передать всю перспективную мощность нагрузки потребителей ТОР «Надеждинская», в связи этим в работе варианты подключения перспективных потребителей к сети 110 кВ рассматриваться не будут.

Таблица 17 – Результаты расчета электроэнергетических режимов, в которых предполагается отключение потребителей

Ремонт	Отключе- ние	Контролируемый элемент	ДЦТН, А	Переток мощности МВт + Мвар	Токовая загрузка, А	Токо- вая за- грузка, %	Примечание	
1	2	3	4	5	6	7	8	
ЛЭП 110 кВ Западная - Давыдовка	ЛЭП 110 кВ Кипарисово - Раздоль- ное-1	В данной конфигурации сети уровень напряжения на ПС 110 кВ Краскино и ПС 110 кВ Славянка снижается ниже допустимого значения и отключаются устройствами ПА. Сум- марное отключение потребителей в объеме 66.5 МВт.						ПС 110 кВ Сла- вянка, ПС 110 кВ Давыдовка, ПС 110 кВ Барабаш, ПС 110 кВ Тро- ица, ПС 110 кВ Краскин.
ЛЭП 110 кВ Западная - Давыдовка	ЛЭП 110 кВ Кипарисово - Западная	В данной конфигурации сети уровень напряжения на ПС 110 кВ Краскино и ПС 110 кВ Славянка снижается ниже допустимого значения и отключаются устройствами ПА. Сум- марное отключение потребителей в объеме 66.5 МВт.						ПС 110 кВ Сла- вянка, ПС 110 кВ Давыдовка, ПС 110 кВ Барабаш, ПС 110 кВ Тро- ица, ПС 110 кВ Краскин.
ЛЭП 110 кВ Западная - Давыдовка	ЛЭП 110 кВ Тереховка - Уссурийск-1	ЛЭП 110 кВ Раздольное-1 - Пушкинская	558	74.6+J27.3	453	81		
		ЛЭП 110 кВ Пушкинская - Давыдовка	465	73+J25.2	452	96.8		
		ЛЭП 110 кВ Раздольное-1 - Раздольное-2	465	2.9+J0.3	16	3.5		
		ЛЭП 110 кВ Уссурийск-1 - АТЭЦ	523.3	36.7-J	179	34.2		
		ЛЭП 220 кВ Уссурийск-2 2С - Уссурийск 1 с отп.Кож.завод	409.2	27.2+J30.1	198	47.9		
		ЛЭП 110 кВ Тереховка - Уссурийск-1	300					
		ЛЭП 110 кВ Тереховка - Раздольное-2	300	1.5-J	9	3.1		
		ЛЭП 110 кВ Кипарисово - Западная	465	94.2+J40.4	527	113.4		
		ЛЭП 110 кВ Кипарисово - Раздольное-1	465	87.5+J33.3	516	110.9		
		ЛЭП 220 кВ Уссурийск-2 - Междуречье	600	56.5+J41	339	56.2		
ЛЭП 110 кВ Западная - Давыдовка	417.9							

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП 110 кВ Западная - Давыдовка	ЛЭП 110 кВ Пушкинская - Давыдовка	ЛЭП 110 кВ Раздольное-1 - Пушкинская	558	0.4-J0.2	2	0.4	ПС 110 кВ Сла- вянка, ПС 110 кВ Давыдовка, ПС 110 кВ Ба- рабаш, ПС 110 кВ Троица, ПС 110 кВ Крас- кин. Суммар- ное отключе- ние потреби- телей в объеме 66.5 МВт
		ЛЭП 110 кВ Пушкинская - Давыдовка	465				
		ЛЭП 110 кВ Раздольное-1 - Раздольное-2	465	6.7-J4.6	41	8.7	
		ЛЭП 110 кВ Уссурийск-1 - АТЭЦ	523.3	44.6+J0.7	215	41.2	
		ЛЭП 220 кВ Уссурийск-2 2С - Уссурийск 1 с отп.Кож.завод	409.2	12.4+J26.5	143	34.4	
		ЛЭП 110 кВ Тереховка - Уссурийск-1	300	3.6-J4.9	30	10.2	
		ЛЭП 110 кВ Тереховка - Раздольное-2	300	5.2-J5	36	11.3	
		ЛЭП 110 кВ Кипарисово - Западная	465	18-J1.5	90	19.2	
		ЛЭП 110 кВ Кипарисово - Раздольное-1	465	15.8-J1.7	79	17.1	
		ЛЭП 220 кВ Уссурийск-2 - Междуречье	600	45.7+J45	310	51.4	
ЛЭП 110 кВ Западная - Давыдовка	417.9						
ЛЭП 110 кВ Западная - Давыдовка	ЛЭП 110 кВ Раздольное- 1 - Пушкин- ская	ЛЭП 110 кВ Раздольное-1 - Пушкинская	558				ПС 110 кВ Сла- вянка, ПС 110 кВ Давыдовка, ПС 110 кВ Ба- рабаш, ПС 110 кВ Троица, ПС 110 кВ Крас- кин. Суммар- ное отключе- ние потреби- телей в объеме 66.5 МВт
		ЛЭП 110 кВ Пушкинская - Давыдовка	465				
		ЛЭП 110 кВ Раздольное-1 - Раздольное-2	465	6.9-J4.7	42	8.9	
		ЛЭП 110 кВ Уссурийск-1 - АТЭЦ	523.3	44.5+J0.7	215	41.1	
		ЛЭП 220 кВ Уссурийск-2 2С - Уссурийск 1 с отп.Кож.завод	409.2	12.3+J26.6	143	34.4	
		ЛЭП 110 кВ Тереховка - Уссурийск-1	300	3.7-J5	31	10.4	
		ЛЭП 110 кВ Тереховка - Раздольное-2	300	5.4-J5.1	37	11.6	
		ЛЭП 110 кВ Кипарисово - Западная	465	17.8-J1.3	88	19	
		ЛЭП 110 кВ Кипарисово - Раздольное-1	465	15.6-J1.6	78	16.8	
		ЛЭП 220 кВ Уссурийск-2 - Междуречье	600	45.5+J45.1	309	51.4	
ЛЭП 110 кВ Западная - Давыдовка	417.9						

4. РАЗРАБОТКА И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ТОР «НАДЕЖДИНСКАЯ»

Территория опережающего развития «Надеждинская» учреждена еще в июне 2015 года и на сегодняшний день уже построены и работают несколько предприятий суммарной мощностью 49.1 МВт.

26 декабря 2021 года было подписано распоряжение, согласно которому объем финансирования на развития ТОР «Надеждинская» увеличен с шести до 33,6 млрд рублей. Данные средства будут направлены на создание инженерной и транспортной инфраструктуры для реализации инвестиционных проектов действующих и перспективных резидентов ТОР, в том числе и проекты в сфере транспорта и логистики, рыбопереработки и деревопереработки, производства строительных материалов и продуктов питания, а также комплексный проект по созданию города «Спутника» на территории опережающего развития суммарной мощностью 265 МВт. Схема размещения планируемых площадок ТОР «Надеждинская» представлена на рисунке 9.

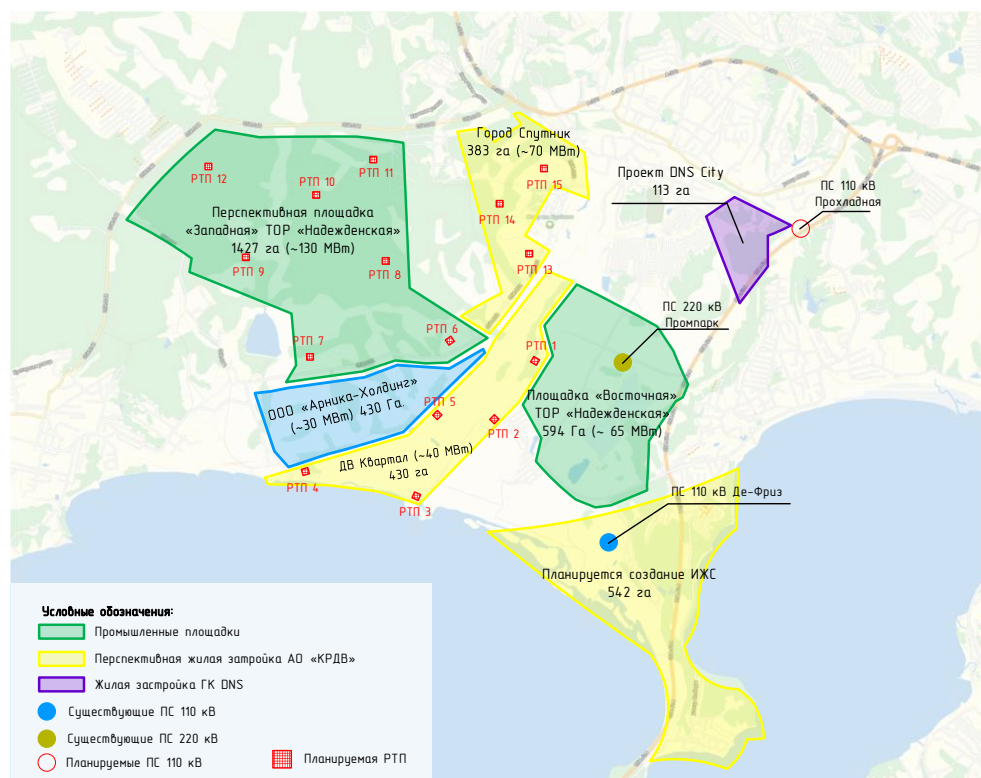


Рисунок 9– Схема размещения планируемых площадок ТОР «Надеждинская»

При установке на ПС двух трансформаторов, питаемых от разных источников питания, создается возможность применения высокоэкономичных и надежных упрощенных схем РУ высокого напряжения таких как: Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Данные схемы не содержат сборных шин на стороне высокого напряжения ПС. На стороне низкого напряжения, как правило, используют схему РУ №10(6)-1 «Одна, секционированная выключателями, система шин». В случае если применяются трансформаторы с расщепленной обмоткой или во вводные цепи НН двухобмоточного трансформатора устанавливается сдвоенный реактор, то используют схему РУ №10(6)-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин». При установке сдвоенных токоограничивающих реакторов во вводные цепи трансформатора с расщепленной обмоткой НН №10(6)-3 «Четыре одиночные, секционированные выключателями, системы шин».

4.1 Расчет оптимального места установки подстанции

На ГПП, как правило, устанавливают два одинаковых трансформатора напряжением 220/10 (6) кВ. Необходимость двух трансформаторов обусловлена тем, что на современных промышленных предприятиях преобладают нагрузки второй категории и обычно имеются нагрузки первой категории, для питания которых необходимо иметь как минимум два независимых источника питания.

Для сокращения протяженности питающих и распределительных сетей электроснабжения и, следовательно, снижение потерь электрической энергии, возникающие при её транспорте, трансформаторные подстанции должны размещаться как можно ближе к центрам электрических нагрузок. Схема размещения РТП представлена на рисунке 10.

При равномерно распределенной нагрузке рекомендуется применять метод, использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической распределенной нагрузки по территории. Координаты центра электрических нагрузок можно определить по формулам:

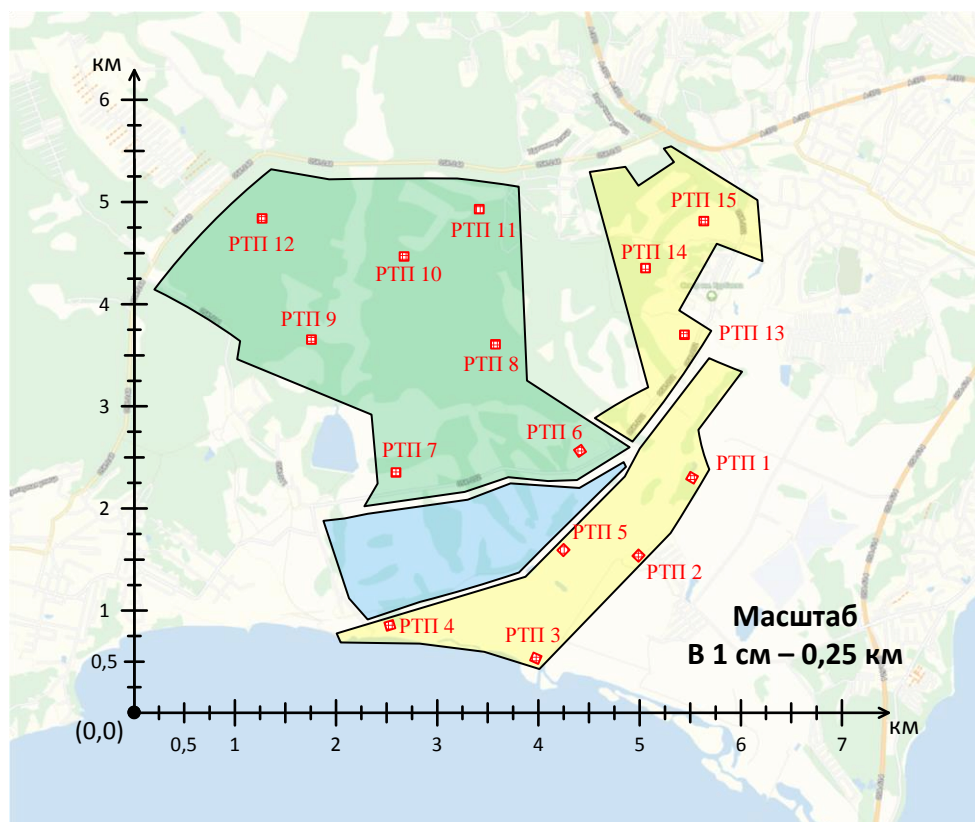


Рисунок 10– Схема размещения РТП в соответствующем масштабе

$$X_a = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n X_i} \quad (25)$$

$$Y_a = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n Y_i} \quad (26)$$

Выбор места расположения ГПП проводится в следующем порядке. На генеральный план территории опережающего развития «Надеждинская» наносится картограмма нагрузок, которая представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам РТП. Для каждого РТП наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром её нагру-

зок. Расчет и построение картограммы нагрузок производился в MS Excel, результаты расчета оптимального расположение ГПП приведен в виде картограммы нагрузок на рисунке 11.

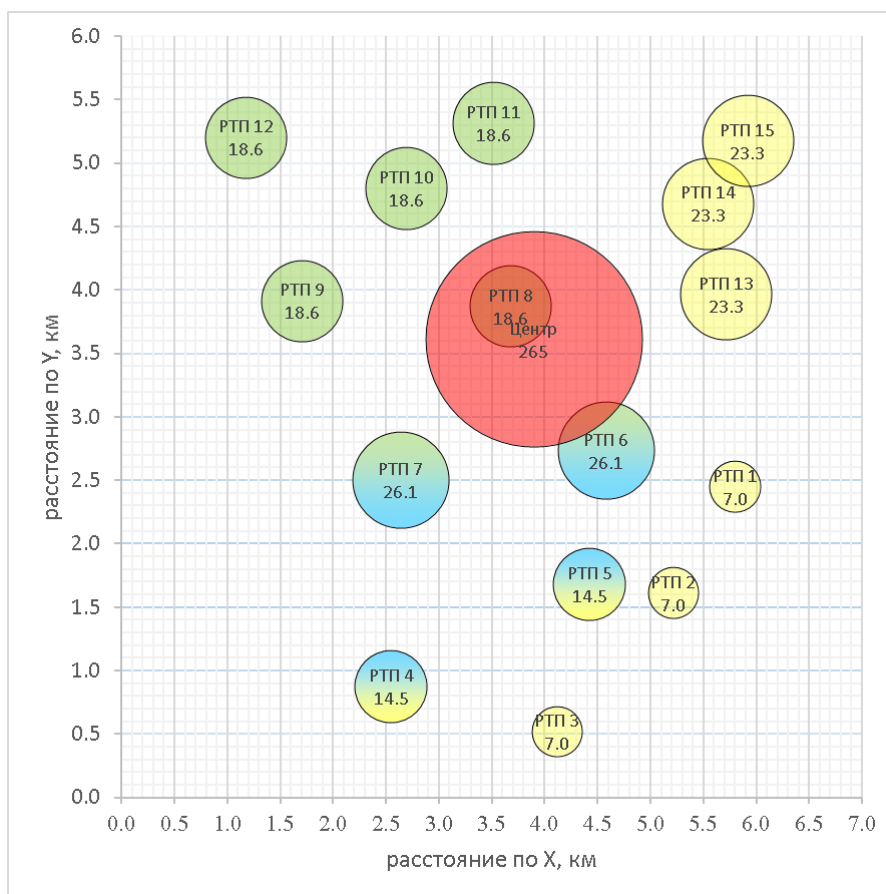


Рисунок 11 – Картограмма нагрузок ТОР «Надеждинская»

Для обеспечения подключения перспективных резидентов ТОР «Надеждинская» предполагалось рассмотреть несколько вариантов электроснабжения, одним из которых являлось строительство одного центра питания. В магистерской диссертации было принято решение исключить вариант со строительством одного центра питания и в дальнейшем рассматривать вариант со строительством двух центров питания напряжением 220/10 кВ, ПС 220 кВ Надеждинская и ПС 220 кВ Речная. Так как для обеспечения электроснабжения потребителей на один центр питания необходимо установить два трансформатора мощностью не менее 240 МВА или 4 трансформатора мощностью по 160 МВА, каждый, а также по причине того, что нагрузка разнесена по довольно большой территории и подключение перспективных потребителей от одного центра питания по

сети 10 кВ приведет к повышению потерь электроэнергии и снижению надежности электроснабжения потребителей и, соответственно, не целесообразно.

В результате оптимального перераспределения мощности по двум центрам питания удалось добиться снижения трансформаторной мощности на одной из подстанций. Суммарная мощность, подключаемая к первому центру питания (далее – ПС 220 кВ Надеждинская), составляет 162,9 МВт, а ко второму (далее – ПС 220 кВ Речная) 102,1 МВт. Результаты расчета оптимального расположения двух центров питания приведены в виде картограммы нагрузок на рисунке 12.

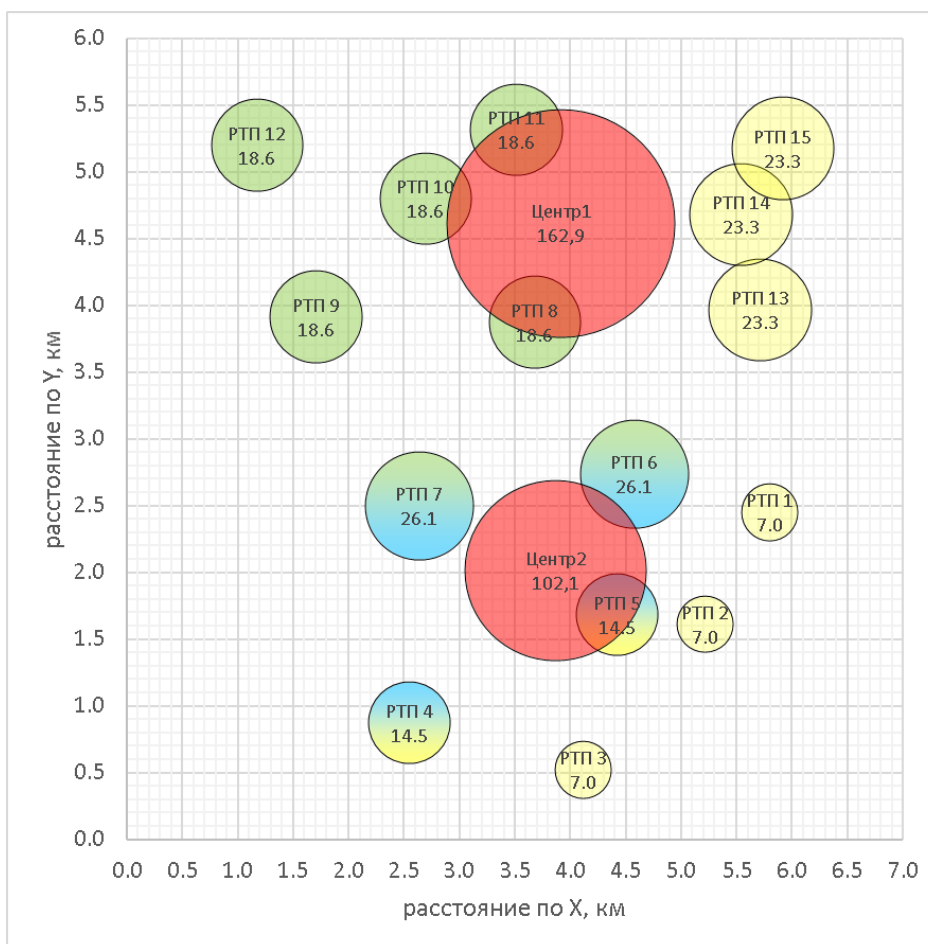


Рисунок 12 – Картограмма нагрузок ТОП с двумя центрами питания

4.2 Разработка варианта схемы внешнего электроснабжения

В связи с тем, что подключение перспективных потребителей ТОП «Надеждинская» планируется к 2026 г, в расчетной модели учтены перспективные вводы, демонтаж, модернизация и реконструкция электросетевого ком-

плекса Приморского края в соответствии с СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы. Перечень учтенных мероприятий по модернизации и реконструкции энергосистемы приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Мероприятия по развитию электрической сети энергосистеме Приморского края до 2027 года.

№ п/п	Наименование объекта	Планируемый год ввода в эксплуатацию	Технические параметры
1	Реконструкция ПС 500 кВ Владивосток с установкой АТ – 2 и ШР	2024	501 МВА, 180 Мвар
2	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Владивосток	2024	430 км
3	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой третьего трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА	2021	1x63 МВА
4	Строительство отпайки 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная	2023	АС – 240, 2 км
5	Установка АТ-1 на ПС 220 кВ Западная мощностью 250 МВА	2026	250 МВА
6	Реконструкция ПС 220 кВ Западная с сооружением РУ 220 кВ по схеме №220-9	2026	
7	Строительство ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т	2023	АСк2у 240, 20,5 км
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с заменой провода	2023	АСк2у 240 11,2 км АПвПу2г 1x1000 2 км.
9	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой ошиновки	2023	АС – 240
10	Реконструкция ПС 110 кВ Надеждинская/т с заменой ошиновки	2023	АС – 240
11	Демонтаж участка ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 - Кожзавод - Уссурийск/т от отпайки на ПС 110 кВ Кожзавод до ПС 110 кВ Уссурийск/т	2023	
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ Волна – Чайка с заменой провода на провод	2023	АС – 240 4,5 км АСк2у 240 4 км
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Промузел	2023	АСк2у – 240 25 км
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Чайка – Спутник с заменой провода	2023	АПвПу2г – 1x1000 6,68 км
15	Реконструкция ВЛ 110 кВ Западная - Шахта 7 замена провода М-70 на Аску – 120	2023	АСку –120 5,4 км
16	Реконструкция ВЛ 110 кВ Спутник – Промузел замена провода М-70 на Аску – 120	2022	АСку – 120 3,5 км
17	Реконструкция ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка	2023	АСку –120 19,4 км
18	Реконструкция ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Уссурийск-1	2025	АСку – 150 60,2 км

Для электроснабжения энергопринимающих устройств ТОР «Надеждинская» общей мощностью 265 МВт (334,93 МВт с учетом уже подключенной 49,1 МВт и перспективной мощности 15.83 МВт ПС 220 кВ Промпарк) в работе представлены различные варианты подключения энергопринимающих устройств ТОР «Надеждинская».

Вариант №1 – Данный вариант предполагает подключение ПС 220 кВ Надеждинская и ПС 220 кВ Речная в рассечку существующей ЛЭП 220 кВ Владивосток – Промпарк. Схема подключения представлена на рисунке 13.

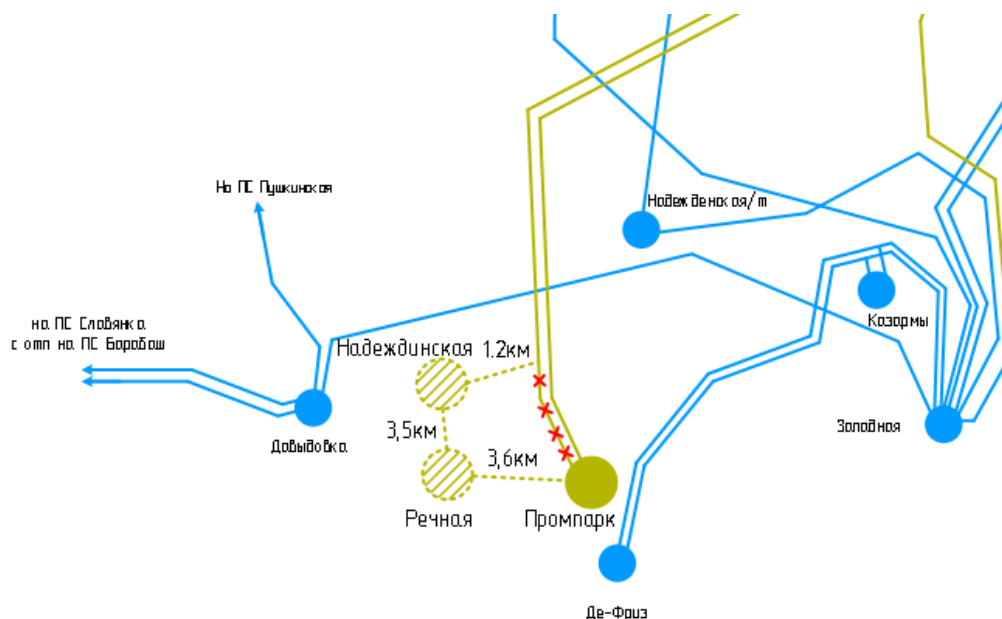


Рисунок 13 – Вариант №1 подключения ПС 220 кВ Надеждинская и ПС 220 кВ Речная

По результатам расчета электроэнергетических режимов выявлено, что в период зимних максимальных нагрузок в послеаварийном режиме, при отключении ЛЭП 220 кВ Владивосток – Надеждинская, ток, протекающий КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк составляет 955 А (115 % от ДДТН АСк2у 240/39) и (148% от ДДТН кабельной вставки, выполненной одножильным кабелем с медной жилой, марки ПвПу2г-1х500). Поэтому для данного варианта необходима замена провода ВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк 1,2 на новые, пропускной способностью не менее 960 А на участке от ПС 500 кВ Владивосток до нового захода на ПС 220 кВ Надеждинская, ориентировочной протяженностью

19 км. Для существующей КВЛ 220 кВ Владивосток – Промузел необходима также замена провода протяженностью 24,7 км и кабельной вставки протяженностью 2.8 км на новую, пропускной способностью не менее 960 А. Кроме того, в данном режиме уровень напряжения на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Надеждинская опускается до значения 209 кВ. В послеаварийных режимах для поддержания уровня напряжения на шинах 220 кВ не ниже номинального предлагается установка устройств КРМ на шинах 10 кВ всех ПС суммарной мощностью не менее 140 Мвар. Данное мероприятие позволит не только повысить уровень напряжения на шинах ПС, но и позволит разгрузить ЛЭП и трансформаторы, и снизить потери ЭЭ при её передаче.

С учетом вышеуказанного данный вариант подключения включает следующие мероприятия:

- сооружение ПС 220 кВ Надеждинская с трансформаторной мощностью 2x160 МВА;
- сооружение ПС 220 кВ Речная с трансформаторной мощностью 2x100 МВА;
- реконструкция ПС 220 кВ Промпарк с изменением схему РУ 220 кВ с №4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий на схему №7 – четырехугольник;
- сооружение заходов от ВЛ 220 кВ Владивосток - Промпарк 1 цепь на ПС 220 кВ Надеждинская и ПС 220 кВ Речная, ориентировочной, протяженностью 1.2 и 3.6 км соответственно;
- замена провода АСк2у-240 КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк I, II цепь на новый, пропускной способностью не менее 960 суммарной протяженностью 47,7 км;
- замена кабельной вставки КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк на новую, пропускной способностью не менее 960 А протяженностью 2.8 км;
- демонтаж участка КВЛ от нового захода на ПС 220 кВ Надеждинская до ПС 220 кВ Промпарк;

– установка устройств КРМ на 10 кВ ПС 220 кВ Надеждинская, ПС 220 кВ Речная, ПС 220 кВ Промпарк суммарной мощностью не менее 140 Мвар (мощность устройств КРМ необходимо разделить по всем ПС пропорционально нагрузки);

– замена оборудования (трансформаторов тока, ВЧЗ) на ПС 500 кВ Владивосток на присоединении ЛЭП 220 кВ Владивосток – Надеждинская и ЛЭП 220 кВ Владивосток – Промпарк пропускной способностью не менее 960 А.

Вариант №2 подключение ПС 220 кВ Надеждинская и ПС 220 кВ Речная по кольцевой схеме от ПС 220 кВ Промпарк. Схема подключения представлена на рисунке 14.

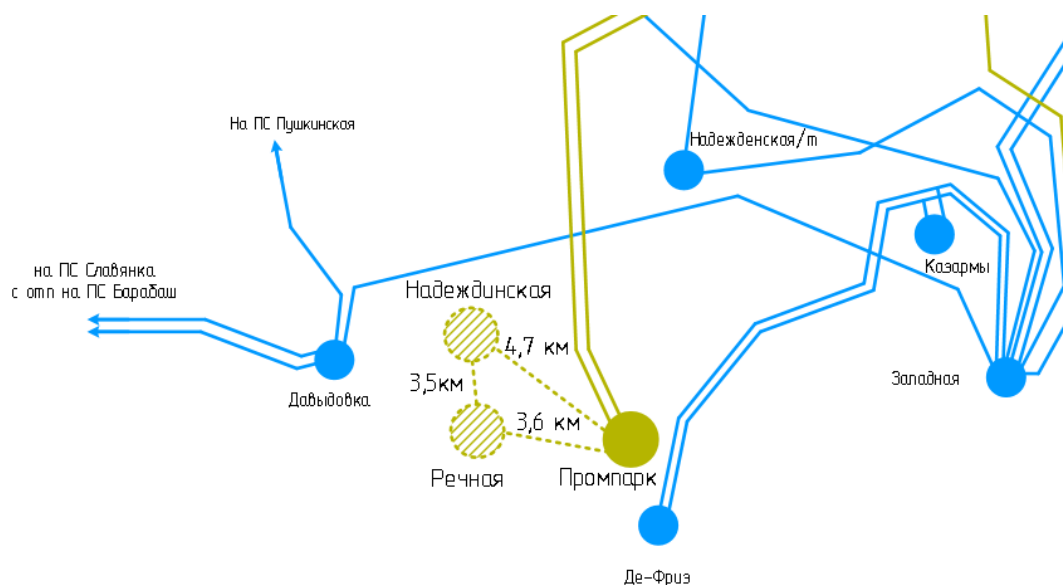


Рисунок 14 – Вариант №2 подключения ПС220 кВ Надеждинская и ПС 220 кВ Речная

В данном варианте, аналогично 1 варианту подключения, предусматривается установка КРМ и замена проводов и кабельных вставок КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк 1,2 на новые, пропускной способностью не менее 960 А. Подключение по данному варианту включает в себя следующие мероприятия:

– сооружение ПС 220 кВ Надеждинская с трансформаторной мощностью 2x160 МВА;

- сооружение ПС 220 кВ Речная с трансформаторной мощностью 2x100 МВА;
- реконструкция ПС 220 кВ Промпарк с изменением схемы РУ 220 кВ с №4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий на схему №9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин;
- сооружение ВЛ 220 кВ Промпарк – Надеждинская ориентировочной протяженностью 4,7 км;
- сооружение ВЛ 220 кВ Промпарк – Речная ориентировочной протяженностью 3,6 км;
- сооружение ВЛ 220 кВ Надеждинская – Речная ориентировочной, протяженностью 3,7 км;
- замена провода КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк I и II цепь на новый, пропускной способностью не менее 960 А., протяженностью 24.7 км каждая;
- замена кабельных вставок КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк 1,2 на новые, пропускной способностью не менее 960 А., протяженностью 2.8 км каждая;
- установка устройств КРМ на 10 кВ ПС 220 кВ Надеждинская, ПС 220 кВ Речная, ПС 220 кВ Промпарк суммарной мощностью не менее 140 Мвар;
- замена оборудования (трансформаторов тока, ВЧЗ) на ПС 500 кВ Владивосток на присоединении КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк 1,2 с пропускной способностью не менее 960 А.

Вариант №3 подключения ПС 220 кВ Надеждинская и ПС 220 кВ Речная от ПС 500 кВ Владивосток и ПС 220 кВ Промпарк. Схема подключения представлена на рисунке 15.

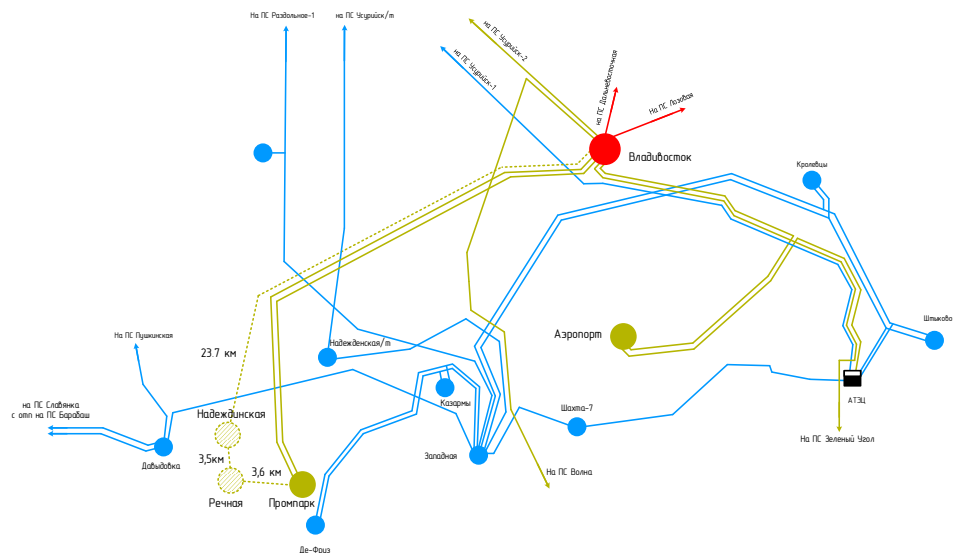


Рисунок 15 – Вариант №3 подключения ПС 220 кВ Надеждинская и ПС 220 кВ Речная

В ходе анализа результатов расчета электроэнергетических выявлено превышение ДДТН кабельной вставки КВЛ 110 кВ Владивосток – Промпарк 1,2 в послеаварийном режиме при отключении одной из них. В данном варианте необходима замена кабельных вставок на новые, пропускной способностью не менее 600 А.

Вариант включает в себя следующие мероприятия:

- сооружение ПС 220 кВ Надеждинская с трансформаторной мощностью 2x160 МВА;
- сооружение ПС 220 кВ Речная с трансформаторной мощностью 2x100 МВА;
- реконструкция ПС 220 кВ Промпарк с изменением схему РУ 220 кВ с №4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий на схему №9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин;
- расширение РУ 220 кВ ПС 500 кВ Владивосток на одну линейную ячейку с пропускной способностью не менее 1000 А;
- сооружение ВЛ 220 кВ Владивосток – Надеждинская ориентировочной протяженностью 23,7 км;

- сооружение ВЛ 220 кВ Промпарк – Речная ориентировочной протяженностью 3,6 км;
- сооружение ВЛ 220 кВ Надеждинская – Речная ориентировочной, протяженностью 3,5 км;
- установка устройств КРМ на 10 кВ ПС 220 кВ Надеждинская, ПС 220 кВ Речная, ПС 220 кВ Промпарк суммарной мощностью не менее 100 Мвар.

Данный вариант позволяет передать всю максимально заявленную мощность потребителей в нормальном и послеаварийном (единичной ремонтной схеме) режимах. В единичной ремонтной схеме при отключении любой из линий напряжение на шинах ПС не выходит из области допустимых значений, определенных [8, 32], токи, протекающие по элементам сети, не превышают ДДТН. При нормативном возмущении в единичной ремонтной схеме напряжения на шинах так же не выходят за ОДЗ, токи, протекающие по элементам сети, не превышают АДТН. Дополнительных мероприятий не требуется. Результаты расчета режимов приведены в приложении А.

Вариант №4 подключение ПС 220 кВ Надеждинская и ПС 220 кВ Речная по кольцевой схеме от ПС 500 кВ Владивосток. Схема подключения представлена на рисунке 16.

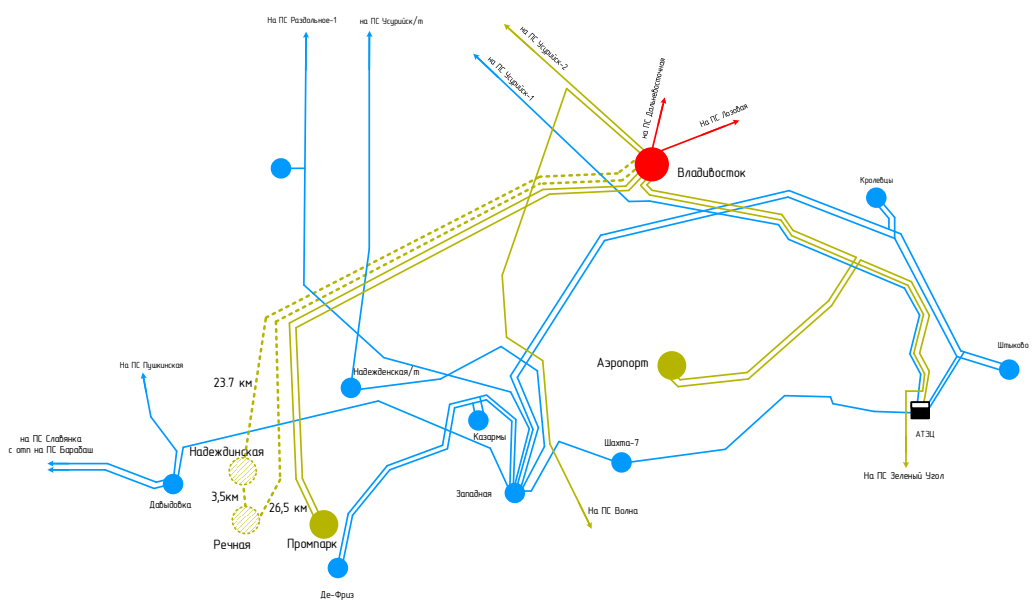


Рисунок 16 – Вариант №4 подключения ПС 220 кВ Надеждинская и ПС 220 кВ Речная

Анализ нормального и послеаварийных режимов показал, что токовая нагрузка не превышает значений ДДТН. Напряжение в послеаварийном режиме, при отключении одного из головных участков кольцевой сети, снижается до значения 215,73 кВ, в связи с этим для поддержания уровня напряжения на шинах 220 кВ ПС Надеждинская и ПС 220 кВ Речная не ниже номинального предлагается установка ИРМ суммарной мощностью не менее 80 Мвар. Данный вариант подключения включает следующие мероприятия:

- сооружение ПС 220 кВ Надеждинская с трансформаторной мощностью 2x160 МВА;
- сооружение ПС 220 кВ Речная с трансформаторной мощностью 2x100 МВА;
- Расширение РУ 220 кВ ПС 500 кВ Владивосток на две линейные ячейки с пропускной способностью не менее 1000 А;
- сооружение ВЛ 220 кВ Владивосток – Надеждинская ориентировочной протяженностью 23,7 км.
- сооружение ВЛ 220 кВ Надеждинская – Речная ориентировочной протяженностью 3,6 км.
- сооружение ВЛ 220 кВ Владивосток – Речная ориентировочной, протяженностью 26,2 км.
- установка устройств КРМ на 10 кВ ПС 220 кВ Надеждинская, ПС 220 кВ Речная суммарной мощностью не менее 80 Мвар.

Данный вариант позволяет передать всю максимальную заявленную мощность потребителей в нормальном и послеаварийных режимах. В единичной ремонтной схеме при отключении любой из линий, напряжение на шинах ПС не выходит из области допустимых значений, определенных [8, 32], токи, протекающие по элементам сети, не превышают ДДТН.

Вариант №5 Подключение ПС 220 кВ Надеждинская по двум ЛЭП от ПС 220 кВ Владивосток, а подключение ПС 220 кВ Речная с помощью отпаек от существующей КВЛ Владивосток – Промпарк. Схема подключения представлена на рисунке 17.

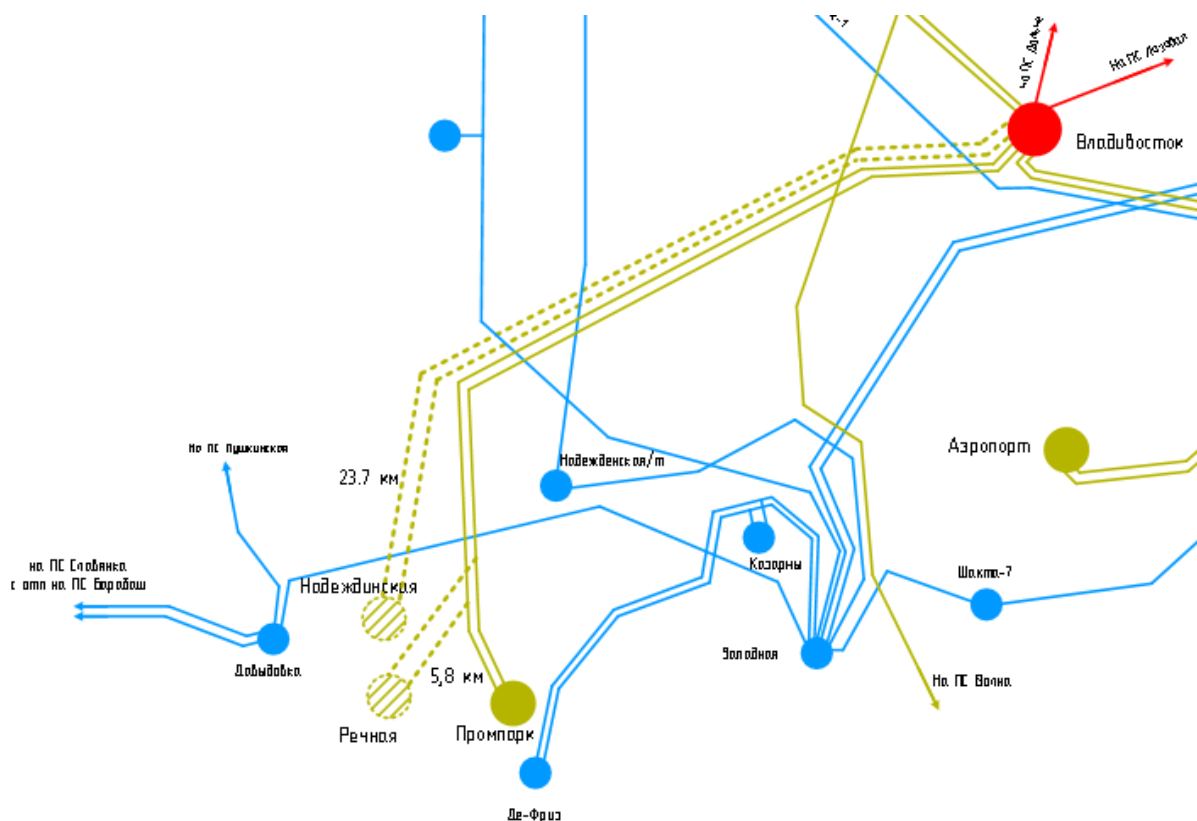


Рисунок 17 – Вариант №5 подключения ПС 220 кВ Надеждинская и ПС 220 кВ Речная

Данный вариант подключения включает следующие мероприятия:

- сооружение ПС 220 кВ Надеждинская с трансформаторной мощностью 2x160 МВА;
- сооружение ПС 220 кВ Речная с трансформаторной мощностью 2x100 МВА;
- расширение РУ 220 кВ ПС 500 кВ Владивосток на две линейные ячейки с пропускной способностью не менее 600 А;
- сооружение двух цепной ВЛ 220 кВ Владивосток – Надеждинская ориентировочной протяженностью 23,7 км;
- Сооружение заходов на ПС 220 кВ Речная от КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк ориентировочной протяженностью 5,8 км каждый.

Вариант №6 Подключение ПС 220 кВ Надеждинская по двум ЛЭП от ПС 220 кВ Владивосток, а подключение ПС 220 кВ Речная осуществить с помощью

врезки в существующую КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк. Схема подключения представлена на рисунке 18.

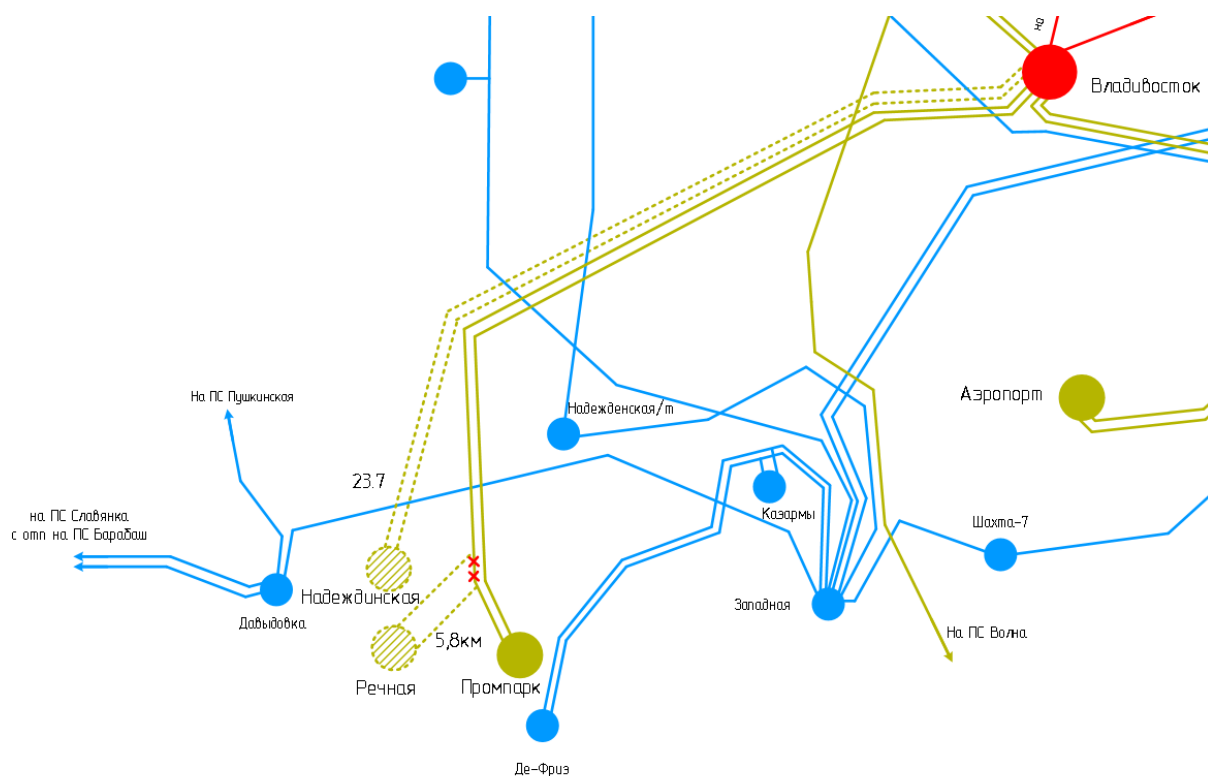


Рисунок 18 – Вариант №6 подключения ПС 220 кВ Надеждинская и ПС 220 кВ Речная

Данный вариант подключения включает следующие мероприятия:

- сооружение ПС 220 кВ Надеждинская с трансформаторной мощностью 2x160 МВА;
- сооружение ПС 220 кВ Речная с трансформаторной мощностью 2x100 МВА;
- Расширение РУ 220 кВ ПС 500 кВ Владивосток на две линейные ячейки с пропускной способностью не менее 600 А;
- Реконструкция ПС 220 кВ Промпарк с изменением схему РУ 220 кВ с №4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий на схему №5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов или 7 – Четырехугольник;

– сооружение двух цепной КВЛ 220 кВ Владивосток – Надеждинская ориентировочной протяженностью 23,7 км;

– Сооружение заходов на ПС 220 кВ Речная от КВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк ориентировочной протяженностью 5,8 км в кабельном исполнении.

Выбор двух конкурентоспособных вариантов конфигурации электрической сети зависит от суммарной длины линии и количества выключателей, поэтому сравним предложенные варианты. Так как разработанные варианты различаются по способу выполнения ЛЭП (воздушные и кабельные), то необходимо привести длину кабельных линий в эквивалентную длину воздушных линий с помощью следующих формул:

$$l_{КЛ}^{ВЛ} = l_{КЛ} \cdot \frac{Ц_{КЛ}}{Ц_{ВЛ}} \quad (27)$$

где $l_{КЛ}$ - длина участка кабельной линии, км;

$Ц_{КЛ}$ – цена кабельной линии за один км на напряжение 220 кВ, которая равна 22000 тыс. рублей;

$Ц_{220}$ – цена воздушной линии на напряжение 220 кВ, которая равна 1 310 тыс. рублей.

Рассмотрим пример расчета для варианта №1.

По формуле (20) для 1 варианта приводим длину кабельных линий электропередачи в эквивалентную воздушную:

$$l_{КЛ}^{ВЛ} = 5,6 \cdot \frac{22000}{1310} = 94,05$$

В таблице 19 представлены результаты сравнения вариантов по суммарной длине линий и количеству выключателей.

Таблица 19 – Сравнения вариантов по суммарной длине линий и количеству выключателей.

Вариант	Протяженность ВЛ, км	Протяженность КЛ, км	Длина эквивалентной ВЛ, км	Количество выключателей, шт
1	52,5	5,6	146,55	10
2	64,1	5,6	158,15	11
3	38,8	5,6	132,85	13
4	53,5	-	53,5	10
5	54,4	-	54,4	6
6	54,4	-	54,4	9

Вариант подключения №1 практически аналогичен варианту №4, но с небольшой разницей, вариант №2 имеет наибольшую протяженность сооружаемых линий относительно других. Также Варианты № 1, № 2, №3 и №6 предусматривают реконструкцию существующих воздушных линий и ПС 220 кВ Промпарк, что негативно скажется на надежности электроснабжения подключенных потребителей к ПС 220 кВ Промпарк, в связи с этим дальнейшая проработка данных вариантов не целесообразна.

4.3 Расчет и выбор компенсирующих устройств

Передача большой реактивной мощности по ЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии, кроме того при передаче большой реактивной мощности напряжения в точках поставки может снижаться ниже значений установленным в [8,32].

Решением данной проблемы является компенсация реактивной мощности – важное и необходимое условие экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно вблизи потребителя или на шинах РУ НН от которого он питается. Также, в настоящее время электроснабжающие ор-

ганизации требуют от потребителей снижения в сети доли реактивной мощности до значений, определённых в [37].

Отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности и, следовательно, к снижению пропускной способности, росту потерь, снижению управляемости режимами работы сетей, ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей.

Для определения необходимой мощности КУ проводим расчет в программе RastWin3. Для этого в узлах, моделирующих вновь вводимые подстанции, необходимо зафиксировать модуль требуемого напряжения и в этих узлах задать достаточно большие диапазоны регулирования реактивной мощности, например, $Q_{\min}=-10000$, $Q_{\max}=10000$. После выполнения расчета генерация реактивной мощности в этих узлах показывает необходимую мощность компенсирующего устройства [15]

По результатам расчета в некоторых из вариантов выявлена необходимость компенсации реактивной мощности в объеме не менее 100 Мвар. Компенсация реактивной мощности необходима для поддержания на шинах ВН и НН напряжения не ниже номинальных значений, а также для исключения негативно влияющих перетоков реактивной мощности, которые негативно сказываются на токовую загрузку элементов эклектической сети (линий и трансформаторов) и, следовательно, на увеличение потерь электроэнергии при её транспорте. Результаты расчета требуемой мощности устройств КРМ, для поддержания напряжения на шинах ПС не ниже номинального значения, приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Требуемая мощность устройств КРМ

Вариант 4		Вариант 5	
Нормальный режим, Мвар	Послеаварийный режим, отключение одной цепи, Мвар	Нормальный режим, Мвар	Послеаварийный режим, отключение одной цепи, Мвар
39,2	82,1	не требуется	31,1

Определим реактивную мощность, которая подлежит компенсации на 1 секции шин на подстанции формуле:

$$Q_{KV1cu} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KY}}{N_{cu}} \quad (28)$$

где N_{cu} - число секций шин на низкой стороне ПС, которое равно 8

По найденному значению Q_{KV1cu} выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных, определенного предприятия по выпуску КУ. Пример расчета по варианту № 4 ПС 220 кВ Надеждинская приведен ниже, для остальных ПС расчет производится аналогично.

$$Q_{KV1cu} = 1,1 \cdot \frac{52}{8} = 7,15, \text{ Мвар}$$

К установке примем 2хАУКРМ-10,5-3600-900-14-К УХЛ1 номинальной мощностью 7.2Мвар. на каждую секцию шин. В таблице 21 приведены результаты расчета и выбора устройств КРМ для двух вариантов.

Таблица 21 – Результаты расчета мощности устройств КРМ

№ Варианта	Наименование ПС	Расчетная мощность устройств КРМ, Мвар	Фактическая мощность устройств КРМ, Мвар	Марка устройства
4	Надеждинская	52	57,6	16 х АУКРМ-10,5-3600-900-14-К УХЛ1
	Речная	30	36	8 х АУКРМ-10,5-4500-900-14-К УХЛ1
5	Надеждинская	30	36	8 х АУКРМ-10,5-4500-900-14-К УХЛ1

В таблице 22, 23 приведены результаты расчета режимов до и после компенсации реактивной мощности по двум выбранным вариантам.

Таблица 22 – Результаты расчета режимов до и после компенсации реактивной мощности для 4 варианта

До КРМ			
	Вариант 4		
	нормальный	Послеаварийный отключение ЛЭП 220 кВ Владивосток – Надеждинская	Послеаварийный отключение ЛЭП 220 кВ Владивосток – Речная
Максимальная токовая нагрузка ЛЭП, А	373	762	761
Напряжение на шинах ПС 500 кВ Владивосток, кВ	226,7	226,46	226,42
Напряжение на шинах ПС 220 кВ Надеждинская, кВ	222,23	215,73	216,56
Напряжение на шинах ПС 220 кВ Речная, кВ	222,36	216,54	215,99
Напряжение на шинах ПС 220 кВ Промпарк, кВ	225,96	225,36	225,38
Потери ЭЭ в энергорайоне, МВт	70,84	74,94	74,82
После КРМ			
Максимальная токовая нагрузка ЛЭП, А	326	657	656
Напряжение на шинах ПС 500 кВ Владивосток, кВ	230,22	229,75	229,74
Напряжение на шинах ПС 220 кВ Надеждинская, кВ	228,2	224,72	225,08
Напряжение на шинах ПС 220 кВ Речная, кВ	228,26	225,09	224,84
Напряжение на шинах ПС 220 кВ Промпарк, кВ	229,23	228,67	228,74
Потери ЭЭ в энергорайоне, МВт	69,93	73,18	73,08

Таблица 23 – Результаты расчета режимов до и после компенсации реактивной мощности для 5 варианта

До КРМ			
	нормальный	Послеаварийный отключение одной из ЛЭП 220 кВ Владивосток – Надеждинская №1 (№2)	Послеаварийный отключение одной из ЛЭП 220 кВ Владивосток – Промпарк с отпайкой на ПС Речная №1 (№2)
Максимальная токовая нагрузка ЛЭП 220 кВ Владивосток – Надеждинская I (II цепь)	208	437	209
Максимальная токовая нагрузка ЛЭП 220 кВ Владивосток – Промпарк с отпайкой на ПС Речная №1 (№2)	221	220	443
Напряжение на шинах ПС 500 кВ Владивосток, кВ	229,32	228,54	228,98
Напряжение на шинах ПС 220 кВ Надеждинская, кВ	227,17	224,42	227,37
Напряжение на шинах ПС 220 кВ Речная, кВ	228,17	227,28	223,8
Напряжение на шинах ПС 220 кВ Промпарк, кВ	228,5	227,41	223,93
Потери ЭЭ в энергорайоне, МВт	67,70	67,85	68,53
После КРМ			
	нормальный	Послеаварийный отключение одной из ЛЭП 220 кВ Владивосток – Надеждинская №1 (№2)	Послеаварийный отключение одной из ЛЭП 220 кВ Владивосток – Промпарк с отпайкой на ПС Речная №1 (№2)
ЛЭП 220 кВ Владивосток – Надеждинская I (II цепь)	199	411	202
ЛЭП 220 кВ Владивосток – Промпарк с отпайкой на ПС Речная №1 (№2)	221	217	447
Напряжение на шинах ПС 500 кВ Владивосток, кВ	231,32	230,54	230,8
Напряжение на шинах ПС 220 кВ Надеждинская, кВ	230,17	228,42	229,4
Напряжение на шинах ПС 220 кВ Речная, кВ	229,31	229,13	224,6
Напряжение на шинах ПС 220 кВ Промпарк, кВ	229,5	229,34	224,93
Потери ЭЭ в энергорайоне, МВт	67,24	67,42	68,21

4.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

На ПС 220 кВ Надеждинская и ПС 220 кВ Речная требуется установка не менее двух силовых трансформаторов как независимых источников питания, так как потребители, подключаемые к шинам низкого напряжения, относятся к первой и второй категории надежности электроснабжения. Кроме того, при выходе из строя одного из трансформаторов, для обеспечения требуемого уровня надежности предусматривается автоматический ввод резерва путем включения секционных выключателей, установленных между соответствующими секциями шин.

Определяем расчетную мощность силового трансформатора по следующей формуле:

$$S_{расч} \geq \frac{\sqrt{P_{срНН}^2 + Q_{нескНН}^2}}{n_T \cdot K_3}, \quad (29)$$

где, $P_{срНН}$ – средняя активная мощность нагрузки на стороне НН, МВт;

$Q_{нескНН}$ – некомпенсированная реактивная мощность, получаемая из сети на НН, Мвар;

n_T – число трансформаторов;

K_3 – нормативный коэффициент загрузки трансформаторов равный 0,6.

Рассмотрим пример выбора силовых трансформаторов для ПС 220 кВ Надеждинская:

$$S_{расч} \geq \frac{\sqrt{162,9^2 + 65,16^2}}{2 \cdot 0,6} = 146,2 \text{ МВА}$$

По каталожным данным принимаем трансформаторы с расщепленной обмоткой мощностью 160 МВА.

Для повышения качества электрической энергии требуется регулирование напряжения под нагрузкой трансформатора, следовательно, выбранный тип

трансформатора оснащен устройством РПН. Расщепление обмоток НН трансформатора необходима с целью снижения уровня токов короткого замыкания.

В послеаварийном режиме, при аварийном отключении одного из трансформаторов коэффициент загрузки оставшегося не должен превышать предельного длительного допустимого значения перегрузки оборудования равного 1.2 [35], следовательно, проверяем выбранный тип трансформатора, в послеаварийном режиме:

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме, при отключении одного трансформатора определяется по формуле:

$$K_3^H = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}}, \quad (30)$$

$$K_3^H = \frac{\sqrt{162,9^2 + 65,16^2}}{2 \cdot 160} = 0,548$$

$$K_3^{ПА} = \frac{\sqrt{162,9^2 + 65,16^2}}{160} = 1,097$$

Выбранный трансформатор удовлетворяет условиям проверки. Коэффициенты загрузки принятых трансформаторов для ПС 220 Надеждинская кВ и ПС 220 кВ Речная приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Коэффициенты загрузки трансформаторов

Наименование ПС	Марка силового трансформатора	Кз норм	Кз па
Вариант 4			
Надеждинская	ТРДЦТН–160000/220/10/10	0,55	1,1
Речная	ТРДЦТН–100000/220/10/10	0,58	1,15
Вариант 4			
Надеждинская	ТРДЦТН–160000/220/10/10	0,51	1,02
Речная	ТРДЦТН–100000/220/10/10	0,54	1,07

4.5 Выбор сечения ВЛ для питания ПС 220 кВ Надеждинская

В соответствии с таблицей экономических токовых интервалов и учитывая климатическую характеристику района для новой ВЛ подходит провод марки АС 240/26 с ДДТН равным 605 А при температуре – +25 °С.

Так как проектирование воздушной линии предполагается в районе с большими механическими нагрузками (гололедными и ветровыми) и требуется передача большой мощности электроэнергии (265 МВт) целесообразно рассмотреть применение провода нового поколения.

В настоящее время для ПНП не отработаны методики выбора и проверки, однако выбор по нагреву длительно допустимым током классический и подходит для ПНП [50]. Выбранное сечение проверяется по условиям нормального функционирования подключаемых подстанции в случае отключения одной цепи ВЛ. В таком режиме работы вся максимально заявленная мощность потребителей должна будет передаваться через оставшиеся в работе ЛЭП, с учетом требуемого качества электроэнергии, согласно [8, 35, 37].

Исходя из проведенного сравнительного анализа различных проводов, наиболее выгодным техническим решением является применение провода АСк2у данный провод имеет следующие преимущества в сравнении с проводами АС:

- снижение ветровых нагрузок;
- уменьшение массы гололеда за счет меньшего диаметра провода;
- большая механическая прочность, меньшие стрелы провеса;
- возможность увеличения пролетов между опорами;
- меньшее электрическое сопротивление.

Использование провода АСк2у при реконструкции существующих ЛЭП позволит уменьшить стрелы провеса провода, уменьшить вероятность обрыва проводов в результате стихийных природных воздействий. При сооружении новых ЛЭП можно добиться снижения капитальных затрат на строительство ЛЭП путем сокращения числа промежуточных опор за счет увеличения расстояния между ними.

Для определения сечения ВЛ используем результаты расчета режимов для каждого варианта с учётом компенсации реактивной мощности, приведенные в таблицах 20 и 21. Результаты выбора провода приведены в таблице 25.

Таблица 25 – выбранные провода для каждого из вариантов

№ Варианта	Марка	Сечение	ДТН при + 25 С, А	I _{max.раб} , А
4	АСк2у	240/39	838	657
5	АСк2у	240/39	838	443

4.6 Выбор рационального варианта

Для создания новых подстанций и электрических сетей, а также их реконструкции и технического перевооружения, необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они расходуются на строительство и монтажные работы, приобретение нового технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ» [53]. Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов капиталовложений при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

При определении фактических цен электросетевого строительства по данным приказа Минстроя на 1 квартал 2022 индекс перехода от базовых цен (коэффициент инфляции) 2000 г. к ценам 2022 г. рекомендуется принимать равным 10,58 .

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения.

При технико-экономическом обосновании электросетевых объектов используется формула приведенных (дисконтированных) затрат:

$$Z_i = \sum_{i=1}^{T_{расч}} (E_H K_t + \Delta I_t)(1 + E_{H.П.})^{i-t} \quad (31)$$

где K_t – капитальные вложения в год t ;

E_H – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, назначение которого – приведение капитальных затрат к уровню ежегодных издержек;

I_t – издержки в t -й год;

$E_{H.П.}$ – норматив приведения разновременных затрат (ставка дисконтирования);

Ставка дисконтирования принимается на уровне нормы доходности инвестированного капитала для расчета тарифов на услуги по передаче электроэнергии в единой национальной электрической сети, без учета инфляции.

4.6.1 Расчет капиталовложений

В капитальные вложения входят две составляющие:

Капитальные вложения на строительство (реконструкцию) подстанций;

Капитальные вложения на строительство (реконструкцию) линий электропередачи;

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (32)$$

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение конструктивных элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж оборудования [53].

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от: класса напряжения, типов промежуточных и анкерных опор, сечения провода, числа цепей на опоре и материала опор, а также от наличия или отсутствия больших переходов ВЛ [53].

Капитальные затраты в сооружение ЛЭП будут складываться из следующих составляющих:

1. Базисная стоимость ВЛ.
2. Затраты на вырубку просеки.
3. Затраты на устройство лежневых дорог.
4. Стоимость постоянного отвода земельного участка под опоры ВЛ.

Базисная стоимость воздушных линий рассчитывается по следующей формуле, млн.руб:

$$K_{ВЛЭП} = k_{инф} \cdot k_{тер} \cdot \sum_{i=1}^n C_i \cdot l_{ij} , \quad (33)$$

где $k_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$k_{тер}$ – территориальный коэффициент для Дальнего Востока равный 1,4 [53];

$\sum_{i=1}^n C_i$ – суммарная стоимость сооружения ВЛЭП;

l_{ij} - длина участка ВЛ, входящего в проектируемую сеть.

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на подготовку территории, постоянный отвод земли под подстанцию, приобретение трансформаторов, приобретение основного оборудования РУ ВН и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций с учетом прочих затрат вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ}) \cdot k_{инф} \cdot k_{тер} + K_{ПС.зем\Sigma} \cdot k_{инф}, \quad (34)$$

где $K_{ОРУ}$ – капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{ТР}$ – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат на строительство ПС;

$K_{ПС.зем\Sigma}$ – стоимость постоянного отвода земель;

$k_{тер}$ – районный коэффициент для Дальнего востока;

$k_{инф}$ – коэффициент инфляции на 2022 г.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения [53].

Капитальные затраты на ОРУ (количество выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС).

Подробный расчет капитальных вложений представлен в Приложении Б. Результаты расчета приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Результаты расчета капитальных вложений

Элементы	Вариант №4	Вариант №5
Подстанция, млн.руб	4 513,60	3 337,15
ЛЭП, млн.руб	1 039,51	1 125,34
Итого, млн.руб	5 553,9	4 462,49

4.6.2 Расчет амортизационных отчислений

Целью амортизации является накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для i -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле [53]:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (35)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования (для ВЛ – 15 лет, для оборудования ПС – 20 лет) [53].

Расчет приведен в приложении Б.

4.6.3 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (36)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч/год;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 2,214, руб/кВт*ч

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (37)$$

где $K_{\text{ПС}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{\text{ВЛ}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{\text{ПС}} = 0,0525$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС;

$\alpha_{\text{ВЛ}} = 0,0065$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ.

Подробный расчет эксплуатационных издержек для вариантов №4 и №5 приведен в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Результаты расчета капитальных издержек

Издержки	Вариант №4	Вариант №5
Затраты на ремонт, млн.руб	243,52	176,42
Затраты на обслуживания, млн.руб	294,94	241,81
Затраты на возмещение потерь ЭЭ, млн.руб	71,58	66,69
Ущерб из-за отказов электроустановок, млн руб	8,81	10,24
Итого, млн.руб	601,07	485,01

4.6.4 Расчет дисконтированных затрат

Дисконтированные затраты были согласно приведенному выше алгоритму за период времени равный 20 лет. Результаты расчета приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Результаты расчета дисконтированных затрат.

Номера варианта	Вариант 4	Вариант 5
Дисконтированные затраты, млн.руб.	8 516,3	6 874,4
Разница, %	119,2%	100%

В результат технико-экономического сопоставления вариантов подключения перспективных потребителей ТОР «Наеждинская» показывает предпочтение Варианта 5, который характеризуется наименьшими дисконтированными затратами.

4.7 Инвестиционная привлекательность принятого варианта развития электрической сети.

В данном разделе требуется рассчитать основные показатели инвестиционной привлекательности выбранного варианта развития, такие как: чистый дисконтированный доход, который показывает какую прибыль принесет проект к концу расчетного периода с учетом временной стоимости инвестиций. Также, необходимо определить дисконтированный срок окупаемости проекта, который показывает через какой период времени ЧДД станет положительным и превысит затраты на реализацию проекта и, следовательно, проект начнет приносить прибыль.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что проект сооружается на протяжении 4 лет и то, что появление прибыли возможно лишь с 5 года реализации.

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{\text{Грасч}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (38)$$

где \mathcal{E}_t – чистый поток платежей, тыс.руб., который определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_t = D_t - K_t - I_t, \quad (39)$$

где D_t – выручка от реализации проекта в год, тыс.руб.;

K_t – доля капиталовложений в год, тыс.руб.;

I_t – суммарные эксплуатационные расходы за рассматриваемый период, тыс.руб.;

$E_{н.д.}$ – норма дисконта, принимается равной 10%;

$T_{РАСЧ}$ – расчетный период, принимается равным 20 годам.

Допущения при расчете ЧДД:

1. строительство проекта осуществляется в течение 4-х лет;
2. инвестирование разбито на равные доли и осуществляется в течение 4-х лет;
3. получение прибыли осуществляется постепенно, равными долями и возможно только с 5 года строительства.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Расчет производился в MS Excel, результаты оценки экономической эффективности с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена в виде графика на рисунке 19.

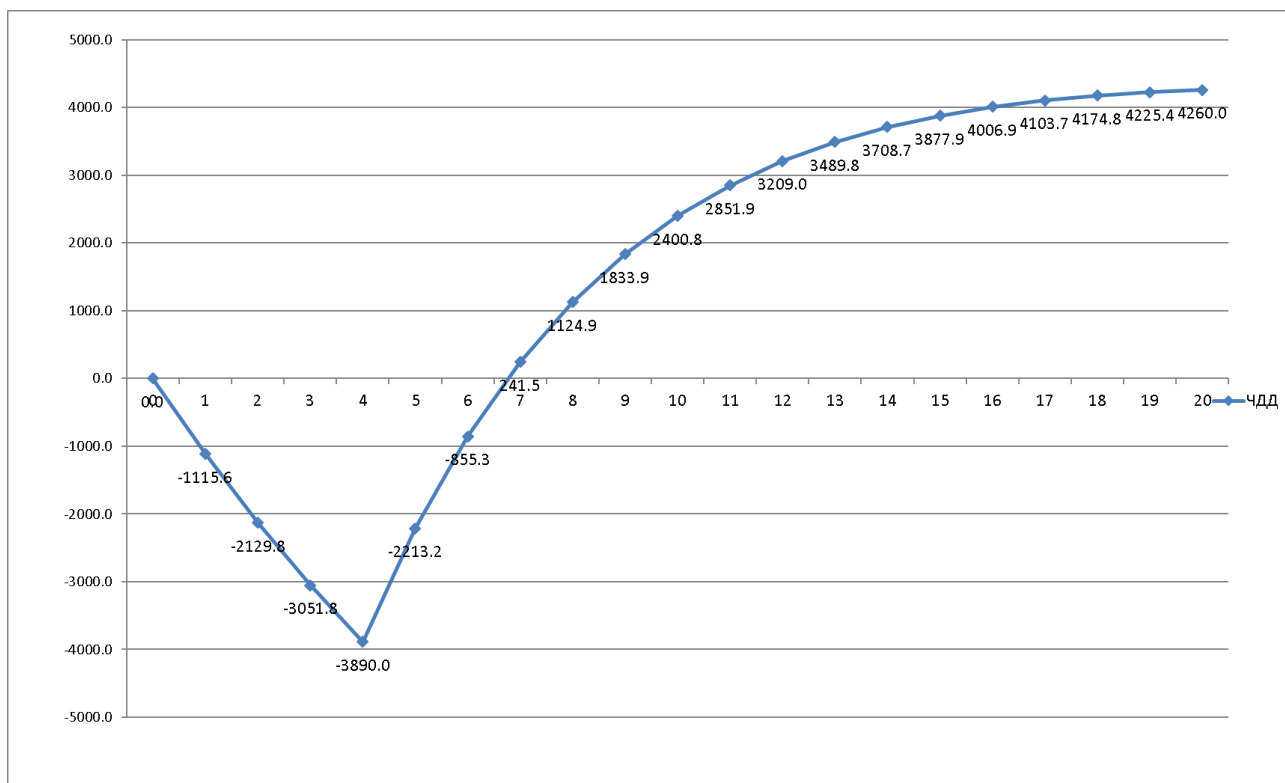


Рисунок 19 – График ЧДД по годам

Срок окупаемости проекта составляет 3 года со дня ввода в эксплуатацию.

Таким образом, в разделе выполнена разработка различных вариантов подключения перспективных потребителей, сопоставление вариантов как со стороны технической, так и с экономической точки зрения. В результате технико-экономического анализа выбран наиболее оптимальный вариант подключения.

5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ПЕРВИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Так как реализация подключения перспективных потребителей ТОР «Наеждинская» предусматривает два этапа, то в магистерской диссертации принято решения выполнить разработку только первого этапа, а именно сооружение ПС 220 кВ Наеждинская. Целью данного раздела является расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка основного электротехнического оборудования на проектируемой ПС 220 кВ Наеждинская.

5.1 Разработка однолинейной схемы и конструктивного исполнения подстанции 220 кВ Наеждинская

Распределительные устройства подстанций глубоких вводов выполняются по упрощенной схеме, поэтому на РУ 220 кВ ПС 220 кВ Наеждинская примем схему № 220-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Из-за большой мощности выбранных трансформаторов (160 МВА) на стороне НН примем схему № 10(6)-3 «Четыре одиночные, секционированные выключателями системы шин» для снижения максимально рабочих токов на каждой из секций шин. Однолинейная схема первого этапа внешнего электроснабжения резидентов ТОР «Наеждинская» представлена на рисунке 20.

Распределительные устройства 220 кВ планируется выполнить открытым, так как достоинством подстанций глубокого ввода является применение упрощенных схем с малым числом устанавливаемого оборудования, в связи с чем можно обойтись без установки дорогостоящего КРУЭ. Также для строительства ОРУ достаточно свободной территории и месте планируемого расположения обеих ПС.

На подстанции 220/10/10 кВ Наеждинская предусматривается установка следующего первичного оборудования:

- элегазовые выключатели 220 кВ;
- разъединители 220 кВ;

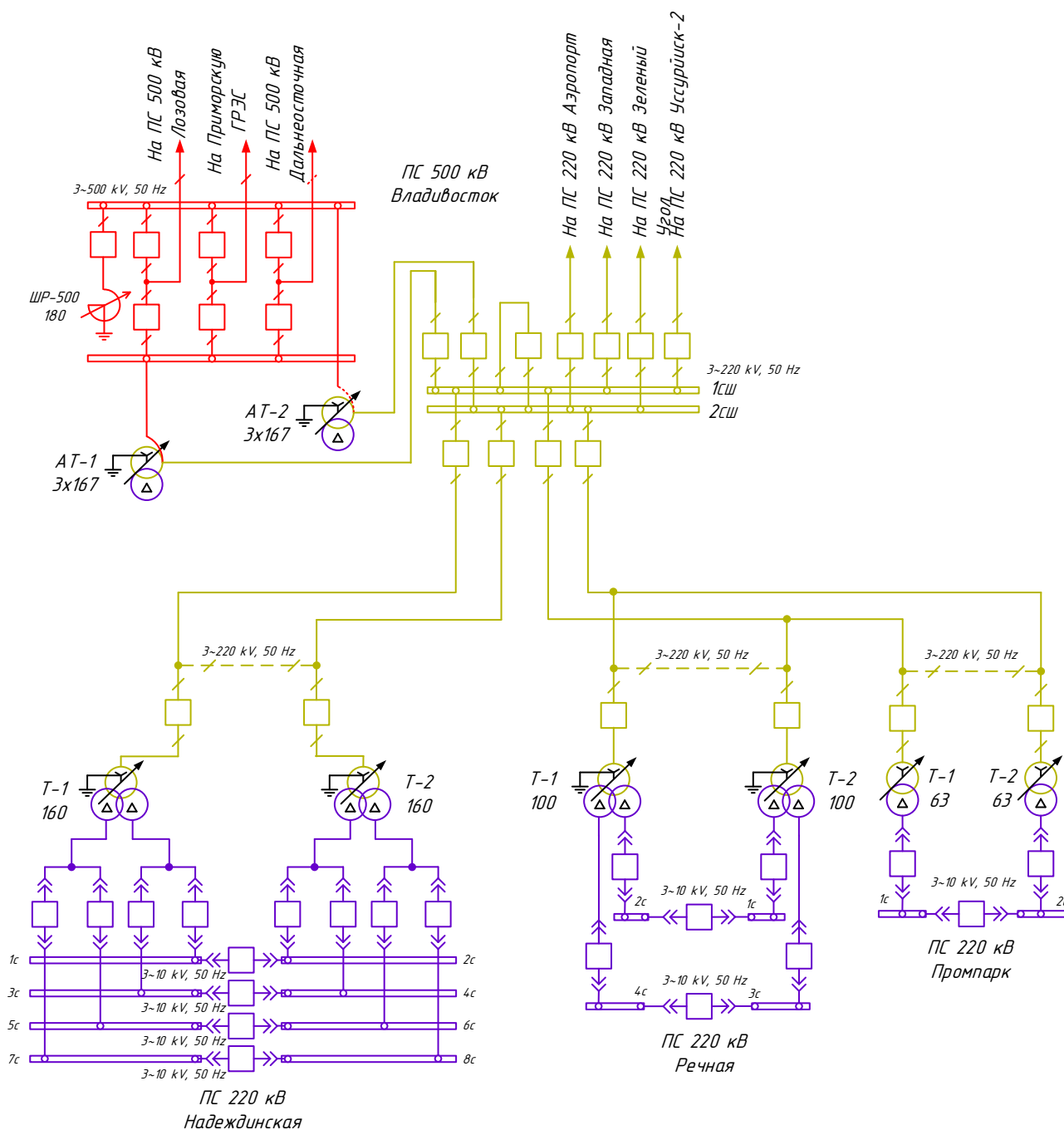


Рисунок 20 – Однолинейная схема электроснабжения первого этапа

- трансформаторы тока 220 кВ;
- трансформаторы напряжения 220 кВ;
- трехфазные двухобмоточные трансформаторы Т-1 и Т-2 с расщепленной обмоткой стороны низкого напряжения мощностью 160 МВА с напряжением обмоток 220/10/10 кВ;

– здание общеподстанционного пункта управления, совмещенное с ЗРУ 10 кВ, в контейнерном модульном исполнении.

Далее произведем расчёт ТКЗ и произведем выбор и проверку основного электротехнического оборудования.

5.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрических аппаратов на коммутационную способность, определения параметров срабатывания и принципов функционирования устройств РЗА, для определения влияния токов нулевой последовательности на линии связи, а также для выбора заземляющих устройств.

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи резко уменьшается, что приводит к увеличению токов, протекающих в ветвях системы. Вследствие чего вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания и может достигать 0 кВ.

Основные допущения при расчете токов короткого замыкания:

- 1 Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- 2 Не учитываются, кроме особых случаев, ёмкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- 3 Считается, что трехфазная система идеально симметрична;
- 4 Влияние тока нагрузки на ток КЗ учитывается приближённо;
- 5 При вычислении тока КЗ активным сопротивлением элементов сети как правило пренебрегают.

Исходными данными для расчетов токов короткого замыкания является информация, предоставленная АО «Ленгидропроект», а именно уровни токов короткого замыкания в шинах 500-220 кВ ПС 500 кВ Владивосток, с учетом ввода всех перспективных объектов электроэнергетики Приморского края на 2027 г., согласно Схемы и программы развития единой энергетической системы

на 2021-2027 г. Результаты расчета ТКЗ на шинах 500-220 кВ ПС 500 кВ Владивосток из ПВК АРМ СРЗА приведены в таблице 29.

Таблица 29 – уровни токов короткого замыкания на шинах ПС 500 кВ Владивосток с перспективой на 2027 год.

Точка расчета	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(1)}$, кА
Шины 500 кВ	7,462	7,994
Шины 220 кВ	15,960	18,834

Расчёт токов короткого замыкания выполняется в программном комплексе RastrKZ, данный комплекс находится в составе RastrWin3 и предназначен для расчета несимметричных режимов работы системы, а также токов короткого замыкания. Для расчета токов при несимметричных КЗ используется метод Фортеस्कью (метод симметричных составляющих).

Для расчета ТКЗ в первую очередь необходимо определить сопротивление эквивалентной системы, которое рассчитывается по формуле:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}} \quad (40)$$

Сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности элементов вводятся в ПВК RastrWin 3 в таблицах «Ветви.Неснм/ИД» и «Генератор/Неснм». Индуктивное сопротивление нулевой последовательности воздушной линии электропередачи зависит от сечения проводов, расстояний между фазами, наличия или отсутствия заземленных тросов и других линий, проложенных по той же трассе, и многих других факторов. При приближенных расчетах токов несимметричных КЗ для ВЛ допускается определять сопротивления нулевой последовательности по упрощённым выражениям. А именно, по средним значениям отношений сопротивлений нулевой и прямой последовательностей воздушных линий электропередачи, приведенным в таблице 30 [40].

Таблица 30 - Средние значения отношения X_0/X_1 для ВЛЭП

Характеристика ЛЭП	Значение коэф-фициента X_0/X_1
Одноцепные линии без заземленных тросов	3,5
Одноцепные линии со стальными заземленными тросами	3,0
Одноцепные линии с заземленными тросами из хорошо проводящих материалов	2,0
Двухцепная линия без заземленных тросов	5,5
Двухцепная линия со стальными заземленными тросами	4,7
Двухцепная линия с заземленными тросами из хорошо проводящих материалов	3,0

Алгоритм расчёта токов КЗ подробно описан в руководстве пользователя RastrKZ [20, 39]. Соответственно, все расчётные данные вносим согласно данному руководству. Далее выполним расчет ТКЗ на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Владивосток и сравним их с исходными данными, предварительно отключив вновь вводимы ПС, для того чтобы не учитывался ток нулевой последовательности, протекающих через нейтрали новых трансформаторов. Сравнение результатов расчета токов КЗ приведены в таблице 31

Таблица 31– сравнение результатов расчета токов КЗ

Точка расчета ТКЗ	$I_K^{(3)}$, кА	$I_K^{(1)}$, кА
Исходные данные	15,960	18,834
Результаты расчета в RastrKZ	15,9	18,6
%%	0.37	1.24

Так как разница между исходными данными и расчетными в RastrKZ менее 5%, можно считать, что параметры эквивалентной системы занесены в программный комплекс верно и, следовательно, можно приступать к выполнению расчетов ТКЗ на шинах, подключаемых ПС. Однолинейна схема с указанием точек расчета представлена на рисунке 21.

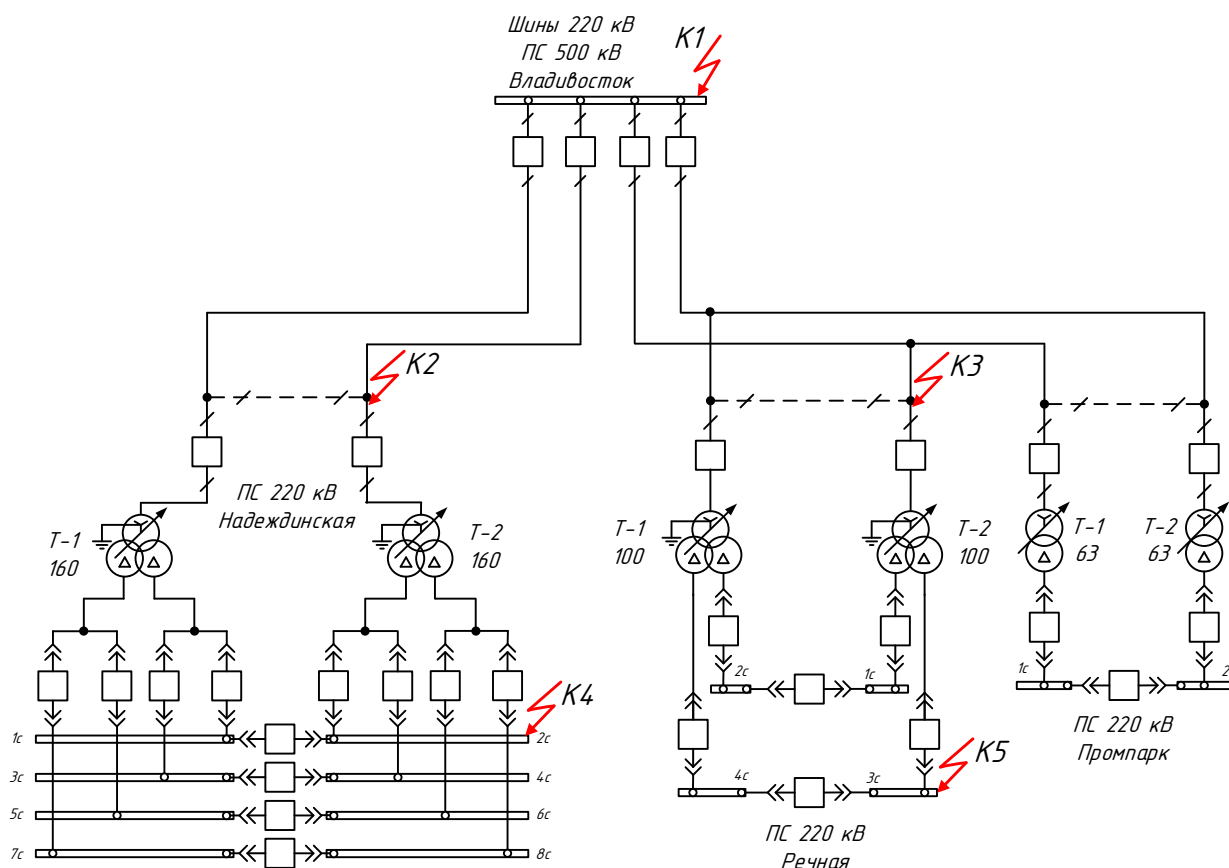


Рисунок 21 – Расчетная схема электрической сети

Результат расчета токов КЗ в ПВК RastrWin3 приведены в таблице 32.

Таблица 32 – результаты расчета токов КЗ в RastrWim3.

Точка расчета ТКЗ	Наименование	$I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{к}}^{(1)}$, кА
К1	Шины 220 кВ ПС 500 кВ Владивосток	15,9	19,1
К2	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Надеждинская	7,28	7,41
К3	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Речная	6,32	6,15
К4	Шины 10 кВ ПС 220 кВ Надеждинская	29,66	-
К5	Шины 10 кВ ПС 220 кВ Речная	21,28	-

Из результатов расчета токов КЗ делаем вывод о том, что токи КЗ на сборных шинах напряжением 10 кВ довольно большие, но не превышают отключающую способность вакуумных выключателей. На ПС 220 кВ Промпарк токи короткого замыкания также увеличились, в следствии ввода новых элек-

тросетевых объектов, но не превышаю отключающую способность установленных выключателей на ПС 220 кВ Промпарк, следовательно, дополнительных мероприятий по ограничению токов КЗ на данном участке сети не требуется.

Так как необходима проверка основного оборудования на электродинамическую стойкость, то необходимо рассчитать ударный ток КЗ. Ударный ток рассчитывается при трехфазном КЗ, так как в этом случае электродинамическое взаимодействие между фазами максимально.

$$i_{y\partial(i)} = \sqrt{2} \cdot I_{K(i)}^{(3)} \cdot K_{y\partial(i)} \quad (41)$$

где $I_{K(i)}^{(3)}$ – действующее значение трехфазного тока короткого замыкания;

$K_{y\partial(i)}$ – ударный коэффициент, который определяется по формуле:

$$K_{y\partial(i)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a(i)}}} \quad (42)$$

где $T_{a(i)}$ – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания. Согласно [40] определяется:

$$T_{a(i)} = \frac{X_{\text{ЭК}(i)}}{\omega_c \cdot R_{\text{ЭК}(i)}} \quad (43)$$

где $R_{\text{ЭК}(i)}$ и $X_{\text{ЭК}(i)}$ – соответственно активное и индуктивное результирующее сопротивление расчетной схемы относительно расчетной точке;

ω_c – угловая частота сети, равная 314 рад/с.

Величины $R_{\text{ЭК}(i)}$ и $X_{\text{ЭК}(i)}$ определяются с помощью ПВК RastrKZ, с помощью типа расчета «Шунт». В результате расчета ПВК «свернет» расчетную схему относительно точки расчета и покажет эквивалентные активные и реак-

тивные сопротивления. Покажем пример расчета ударного коэффициента для расчетной точки К2, результаты расчета по остальным сведем в таблицу 33.

$$T_{a(2)} = \frac{8,85}{314 \cdot 1,216} = 0,014$$

$$K_{y\partial(i)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,014}} = 1,483$$

Таблица 33 – результаты расчета ударного коэффициента

Расчетная точка	Рэк	Хэк	Т _а	К _{уд}
К1	1,216	8,85	0,023	1.65
К2	3.992	18.144	0,014	1.5
К3	4,821	20,86	0,014	1.483
К4	0,0128	0,2151	0,054	1.83
К5	0,024	0,300	0,04	1.803

Результаты расчета ударного тока короткого замыкания приведены в таблице 34.

Таблица 34 – ударные токи короткого замыкания

Расчетная точка КЗ	И _{уд} , кА
К1	37,102
К2	15,443
К3	13,255
К4	76,76
К5	54,26

Наибольшее значение апериодической в начальный момент времени определяется по следующей формуле:

$$i_{\alpha(i)} = \sqrt{2} \cdot I_{K(i)}^{(m)} \quad (44)$$

Приведем расчет аperiodической составляющей тока КЗ в начальный момент времени для точки К2, значения необходимо рассчитывать по наибольшему из расчетных токов КЗ, результаты расчета по остальным точкам приведены в таблице 35.

$$i_{\alpha(i)} = \sqrt{2} \cdot 8,12 = 11,48$$

Таблица 35 – значение аperiodической составляющей тока КЗ в начальный момент времени

Расчетная точка КЗ	I_a , кА
К1	27,01
К2	10,48
К3	8,94
К4	41,95
К5	30,09

5.3 Расчет максимальных рабочих токов

В данному пункте необходимо рассчитать максимальные возможные токи, которые в дальнейшем потребуются для выбора и проверки оборудования. Максимальный рабочий ток для трансформаторных выключателей 220 кВ определяется по следующей формуле:

$$I_{\max BH} = \frac{1,2 \cdot S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} \quad (45)$$

$$I_{\max BH} = \frac{1,2 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,482 \text{ кА}$$

Максимальный рабочий ток для вводных выключателей на одну систему шин с учетом перегрузочной способности трансформатора определяется по следующей формуле:

$$I_{\max HH} = \frac{1,2 \cdot S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 4} \quad (46)$$

$$I_{\max HH} = \frac{1,2 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 4} = 2,771 \text{ кА}$$

Максимальный ток секционных выключателей определяется аналогичным способом по формуле (46), но дополнительно деленое на 2.

$$I_{\max HHсек} = \frac{1,2 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 4 \cdot 2} = 1,386 \text{ кА}$$

5.4 Выбор и проверка ошиновки РУ высокого напряжения

В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше обычно применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминиевыми проводами марки АС или проводами трубчатого сечения. Гибкие провода применяются также для соединения силовых трансформаторов с ОРУ. В данном варианте проектирования гибкая ошиновка используется на стороне 220 кВ.

Выбор сечения шин производится по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}}, \quad (47)$$

На ОРУ 220 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминиевыми проводами аналогичной марки и сечением что и питающие линии АС-300/39. Выполним проверку по допустимому току:

$$482 \leq 710 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (48)$$

где C – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{PЗ} + t_{откл} + T_a), \quad (49)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя;

$t_{PЗ}$ – время срабатывания релейной защиты;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{38,92}}{90} = 69,33 \text{ мм}^2,$$

$$69,33 \leq 240 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при $I_{п0}^{(3)} \geq 20$ кА. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 7,28 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится.

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений [14].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (50)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (51)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз напряженность на среднем проводе примерно на 7 % больше величин, определяемых по формуле (51).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (52)$$

Итак, для провода марки АС-300 критическая напряженность электрического поля будет равна:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{800}{1,08}} = 25,13 \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно условию (52):

$$1,07 \cdot 25,13 \leq 0,9 \cdot 31,995,$$

$$26,89 \leq 28,8 .$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-300/39 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 220 кВ.

5.5 Выбор и проверка выключателей

Выключатели высокого напряжения могут быть выбраны элегазовые (от 6 до 750 кВ) и вакуумные (до 35 кВ) [49]. Выбор выключателей производится согласно указаний по выбору.

Для установки на ОРУ 220 кВ для ПС Надеждинская выбираем элегазовый выключатель ВГТ – УЭТМ - 220 со встроенными трансформаторами тока ТВГ - УЭТМ завода «Уралэлектротяжмаш».

Выключатели серии ВГТ предназначены для выполнения включений и отключений электрических цепей при рабочих и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (53)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ;

$U_{уст}$ – номинальное напряжение установки, кВ.

$220 \leq 220$ кВ – условие выполняется;

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}, \quad (54)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения, А;

$I_{ном}$ – номинальный ток коммутационного аппарата, А.

$2771 \leq 3150$, А – условие выполняется.

Также необходимо выполнить проверку по отключающему току по следующему условию:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (55)$$

$29,66 \leq 40$ кА – условие выполняется.

Проверку по току включения проводят по следующему условию:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл.ном}}, \quad (56)$$

$29,66 \leq 40$ кА – условие выполняется.

Следующим обязательным из условий при выборе коммутационных аппаратов должна соблюдаться электродинамическая устойчивость к ударным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (57)$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата, кА;

$100 \geq 15,443$ кА – условие выполняется.

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_k = I_{\text{н0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (58)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

На напряжении 220 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 ступени ДЗ и 3 ступени ТЗНП, обеспечивающих ближнее резервирование, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания устройств релейной защиты. Таким образом, время отключения определяется по формуле:

$$t_{откл} = t_{ср.з} + \Delta t + t_{с.в.}, \quad (59)$$

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания микропроцессорной релейной защиты, равная 0,5 с;

$t_{ср.з}$ – время работы релейной защиты, равное 0,1 с;

$t_{с.в.}$ – полное время отключения выключателя, не более 0,055 с.

$$B_k = 7,41^2(0,1 + 0,5 + 0,055 + 0,054) = 38,929 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}, \quad (60)$$

$$B_{к.ном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{к.ном} \geq B_k, \quad (61)$$

$4800 \geq 38,929 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – условие выполняется.

Также необходимо удостовериться в возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (62)$$

где $\beta_{норм}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя равное 45%;

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 40 = 25,456 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая к моменту отключения равна:

$$i_{a.\tau} = i_{a.0} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_a}\right)}, \quad (63)$$

$$i_{a.\tau} = 10,48 \cdot e^{\left(\frac{-0,035}{0,014}\right)} = 0,86 \text{ кА}$$

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.ном}, \quad (64)$$

0,86 ≤ 25,456 кА –условие выполняется.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 36

Таблица 36 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВГТ-УЭТМ-220.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 482 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,443 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 38,929 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{вкл} \geq I_{n0}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 7,41 \text{ кА}$
$I_{откл.ном} > I_{n0}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 7,41 \text{ кА}$
$i_{a.ном} \geq i_{a\tau}$	$i_{a.ном} = 25,456 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 0,86 \text{ кА}$

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

Для установки в КРУ 10 кВ ПС 220 кВ Надеждинская выбираем вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40/3150.

Проверку по термической и динамической устойчивости проводят аналогично по формулам (54-64). Максимальный ток проходит через вводные выключатели. При определении максимального рабочего тока необходимо учитывать коэффициент длительно допустимой перегрузки трансформатора равный 1.2 согласно [35]. Максимальный ток по формуле (44). Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 37.

Таблица 37 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40/3150

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2771 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 76,76 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 615,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{вкл} \geq I_{n0}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 29,66 \text{ кА}$
$I_{откл.ном} > I_{n0}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 29,66 \text{ кА}$
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{а.ном} = 25,456 \text{ кА}$	$i_{ат} = 21,94 \text{ кА}$

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

5.6 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предполагают отключение цепей, по которым протекает ток.

Проверку по термической и динамической устойчивости проводят аналогично, как и для выключателей по формулам (54-64).

Для ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Надеждинская выбираем разъединители горизонтально-поворотного типа РГ-220/1000-40. Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГ-220/1000-40 представлено в таблице 38.

Таблица 38– Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГ-220/1000-40

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 4000$ А	$I_{раб.мах} = 482$ А
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 100$ кА	$i_{уд} = 15,443$ кА
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2977$ кА ² ·с	$B_{к} = 38,929$ кА ² ·с
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 992$ кА ² ·с	$B_{к} = 38,929$ кА ² ·с

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

5.7 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_{2ном} \geq Z_2, \quad (65)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (66)$$

где $S_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка ТТ;

I_2 – вторичный ток ТТ, равный 5 А.

Индуктивное сопротивление токовых цепей на много меньше активного, поэтому

$$Z_2 \approx R_2, \quad (67)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, сопротивления соединительных проводов $R_{пр}$ и сопротивления контактов $R_{к}$ и определяется по формуле:

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{к}, \quad (68)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, нужно знать типы измерительных приборов и их количество, подключаемых во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Минимальные сечения должны быть: для меди 2,5 мм², 4 мм² для алюминиевых. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм² [33]. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{пр} = R_{пр}$. Состав вторичной нагрузки ТТ ВН приведен в таблице 39.

Таблица 39 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020-5	4	4	4
ИТОГО		4	4	4

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие (67). На стороне ВН применим трансформаторы тока типа ТВГ-УЭТМ-220, встроенные в выключатели ВЭБ-УЭТМ-220. Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле (66):

$$Z_{2ном} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 1,155 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$R_{np} = Z_{2ном} - \Sigma R_{приб} - R_{\kappa}, \quad (69)$$

где R_{np} – сопротивление проводов;

$Z_{2ном}$ – допустимое сопротивление нагрузки на ТТ;

$\Sigma R_{приб}$ – суммарное сопротивление приборов, подключенных к ТТ на стороне ВН, определяется по формуле:

$$\Sigma R_{приб} = \frac{\Sigma S_{приб}}{I_2^2}, \quad (70)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\kappa} = 0,05 \text{ Ом}$ [34].

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{np}}, \quad (71)$$

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

$\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 40.

Таблица 40– Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_{ном}, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
220	100-150
10	4

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 41.

Таблица 41 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 482 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 1,155 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,84 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{yo}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{yo} = 15.443 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 38.545 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

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

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ 10 (согласно комплектации КРУ). Состав вторичной нагрузки трансформатора тока на стороне НН приведен в таблице 42.

Таблица 42 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Ячейка вводного выключателя				
Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0
Амперметр	СА3020	4	4	4
Ваттметр	СР3020		5	0
Варметр	СР3020	0	0	5
ИТОГО		9,2	9	9
Ячейка секционного выключателя				
Амперметр	СА3020	4	4	4
ИТОГО		4	4	4

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично проверке трансформатора тока на стороне ВН по формулам (53-64).

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 43.

Таблица 43 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Вводной выключатель		
Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2776 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,42 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 76,76 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 615,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Секционный выключатель		
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1388 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,27 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 76,76 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 615,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

5.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

При выборе трансформаторов напряжения должно соблюдаться условие:

$$S_{2расч} \leq S_{2ном}, \quad (72)$$

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

$S_{2расч}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 44.

Таблица 44 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

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

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения – ЗНОГ-220-УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 45.

Таблица 45 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор		Тип	Количество	S, В·А
1	Вольтметр	СВ3020	1	4
2	Вольтметр трехфазный	СВ3021	1	4
3	Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	2	1
4	Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	2	1
5	Ваттметр	СР3020	1	5
6	Варметр	СР3020	1	5
7	Частотомер	СС3021	1	4

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{2\text{расч}} = 4 + 4 + 2 \cdot 1 + 2 \cdot 1 + 5 + 5 + 4 = 26 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 46.

Таблица 46 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2ном} = 150 \text{ ВА}$	$S_{2расч} = 26 \text{ ВА}$	$S_{2расч} \leq S_{2ном}$

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

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения в соответствии с комплектацией КРУ – НАМИ-СЭЩ-10.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 47.

Таблица 47 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор		Тип	Количество	S, В·А
1	Вольтметр	СВ3020	1	4
2	Вольтметр трехфазный	СВ3021	1	4
3	Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ.03М	8	1
4	Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	8	1
5	Ваттметр	СР3020	1	5
6	Варметр	СР3020	1	5

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{2\text{расч}} = 4 + 4 + 8 \cdot 1 + 7 \cdot 1 + 5 + 5 = 33 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 48.

Таблица 48 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{2\text{ном}} = 45 \text{ ВА}$	$S_{2\text{расч}} = 34 \text{ ВА}$	$S_{2\text{расч}} \leq S_{2\text{ном}}$

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

5.9 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов.

В качестве сборных шин КРУ и шинопроводов принимаем жесткие шины коробчатого типа из сплава АД31Т, так как на низкой стороне протекают большие рабочие токи, кроме того по результатам расчета токов короткого замыкания на шинах 10 кВ ПС 220 кВ Надеждинская и ПС 220 кВ Речная ударные токи имеют большие значения, поэтому шины коробчатого типа позволят обеспечить требуемую прочность.

Выполняем выбор по длительно допустимому току, по следующему условию:

$$I_{\text{ДОП}} \geq I_{\text{max. раб}} \quad (73)$$

Выбираем алюминиевую шину коробчатого сечения со следующими размерами: $a=200 \text{ мм}$; $b=90 \text{ мм}$; $c=10 \text{ мм}$; $r=14 \text{ мм}$. Поперечным сечением $q=3435 \text{ мм}^2$ и длительно допустимым током равным 7550 А . Размеры шины коробчатого типа представлены на рисунке 22.

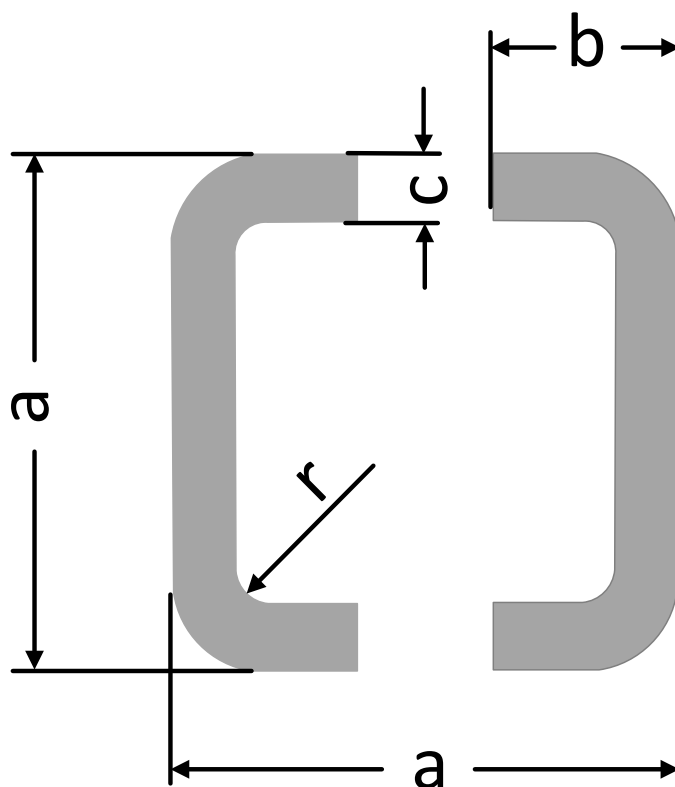


Рисунок 22 – Схема шины коробчатого типа с размерами

Сечение шин определяем по допустимому току:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_0}{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{0,\text{ном}}}}, \quad (74)$$

где $\Theta_{\text{доп}}$ – допустимая температура для неизолированных проводов и окрашенных шин, равная 70°C ;

Θ_0 – действительная температура воздуха, принимаем 40°C ;

$\Theta_{0,\text{ном}}$ – номинальная температура эксплуатации шин, равная 25°C .

Сечение шин определяем по допустимому току по формуле (74):

$$I_{\text{доп}} = 7550 \cdot \sqrt{\frac{70 - 40}{70 - 25}} = 6165 \text{ A.}$$

$$6165 > 5542$$

Сечение шин проходит по допустимому току.

Минимальное сечение по условию термической стойкости определяется по формуле (48):

$$q_{min} = \frac{\sqrt{659,78}}{82} = 313,24 \text{ мм}^2,$$

где $C = 82$ – для АД31Т;

$$q_{min} \leq q \tag{75}$$

$313,24 \leq 3435 \text{ мм}^2$ – условие выполняется.

Момент инерции для шин коробчатого типа определяем по формуле:

$$J = \frac{a^4 - (a - 2 \cdot c)^4}{12}, \tag{76}$$

$$J = \frac{20^4 - (20 - 2 \cdot 1)^4}{12} = 4585 \text{ см}^2.$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шин будет превышать 200 Гц по формуле:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{J} \tag{77}$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{f_0} \cdot \sqrt{J}} \tag{78}$$

$$l = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{4585}} = 3.163 \text{ м}$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 3,163 м.

Принимаем $l = 2,5$ м

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины по формуле:

$$f_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{A} \quad (79)$$

где A – расстояние между фазами для 10 кВ равно 0,22 м [33]

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{76760^2}{0,22} = 4638,82 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{дон}$, для материала шины АД31Т = 89 МПа), определим это напряжение по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{f_{\phi} \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}} = 3,138 \quad (80)$$

$$W_{\phi} = \frac{a^4 - (a - 2 \cdot c)^4}{6 \cdot a} \quad (81)$$

$$W_{\phi} = \frac{20^4 - (20 - 2 \cdot 1)^4}{6 \cdot 20} = 458,5 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{4638,82 \cdot 3^2}{10 \cdot 458,5} = 9,105 \text{ МПа}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого значения $\sigma_{дон} = 75$ МПа, можно сказать, что шины механически прочны и могут быть установлены.

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно [33] расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (82)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}, \quad (83)$$

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Для шин 10 кВ выбираем опорные изоляторы ОНШП-10-20-4 УЛХ1 с допустимой силой на изгиб 20кН по формуле (83):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 210$ мм.

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб по формуле (81):

Проверка выполняется по следующему условию:

$$F_{расч} \leq F_{дон} \quad (84)$$

$$4638,82 \leq 12000 \text{ Н} - \text{условие выполняется}$$

Таким образом, изолятор ОНШП-10-20-4 УЛХ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

5.10 Выбор комплектных распределительных устройств

На низкую сторону выбираем комплектное распределительное устройство одностороннего обслуживания с кассетным выключателем в средней части шкафа серии КРУ-СЭЩ-80. Распределительное устройство закрытого типа 10

кВ изготавливается в виде блочно-модульного здания со встроенными в него КРУ серии СЭЩ 80 и применяется:

- для комплектации трансформаторных подстанций 35/10(6) в качестве вводных устройств;
- для комплектования трансформаторных подстанций 110/35/10(6), 220/35/6(10) кВ в качестве распределительных устройств низкого напряжения 10 кВ;
- в качестве отдельно стоящих РУ 10 кВ;
- в качестве пунктов секционирования в сетях 10 кВ.

Комплектное распределительной устройство серии СЭЩ-80 могут располагаться внутри помещений или в утеплённых блочно-модульных зданиях контейнерного типа заводской готовности. Основные параметры КРУ приведены в таблице 49.

Таблица 49 – Основные параметры КРУ серии КРУ СЭЩ 80

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12(7,2)
Номинальный ток главных цепей шкафа КРУ, А	630; 1000; 1250; 1600, 2000; 3150; 4000
Номинальный ток сборных шин	630; 1000; 1250; 1600; 2000; 3150; 4000
Ток термической стойкости	20; 25; 31.5; 40
Ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ	51; 64; 81; 102
Виды линейных высоковольтных подсоединений КРУ	Шинные, кабельные, воздушные
Наличие в КРУ выкатных элементов	С выкатными элементами

6. ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА С УЧЕТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Под надежностью электрической сети (или ее участка) понимают способность осуществлять передачу и распределение требуемого количества электроэнергии от источников к потребителям при нормативных уровнях напряжения и в соответствии с заданным графиком нагрузки. Надежность участка сети определяется надежностью и параметрами входящих в ее состав элементов (трансформаторов, коммутационной аппаратуры, линий электропередачи и др.) и схемой их соединения [42].

Нарушение работоспособности объекта называется отказом. В случае отказа отдельных элементов сети может произойти (в зависимости от схемы соединений) отказ участка сети, приводящий к нарушению электроснабжения потребителей: полному прекращению питания, частичному- ограничению нагрузки, отклонению напряжения от допустимых нормами пределов [42].

При разработке вариантов схемы электрической сети должны быть соблюдены требования нормативных и руководящих документов к надежности. Однако в ряде случаев могут дополнительно потребоваться расчеты количественных показателей надежности, в частности, для решения следующих вопросов:

- сопоставления различных мероприятий, предусматриваемых для обеспечения требуемого потребителем уровня надежности;
- обоснования экономической целесообразности повышения надежности (степени резервирования) сверх нормативных требований. При сопоставлении различных мероприятий для обеспечения требуемого потребителем уровня надежности или обосновании экономической целесообразности повышения надежности сверх нормативных требований рекомендуется рассматривать математическое ожидание ущерба от вынужденных простоев (аварийных отключений). В современных условиях функционирования электроэнергетики математи-

ческое ожидание ущерба от плановых простоев должно учитываться при заключении двухстороннего договора купли-продажи электроэнергии.

Надежность рассматриваемых схем определяется по средствам аналитического метода. Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Он основан на композиции системного анализа и теории вероятностей [42].

В качестве расчётного режима принимается состояние полного отказа (полное погашение схемы). Расчётная схема принятого варианта конфигурации электрической сети представлена ниже на рисунке 23.

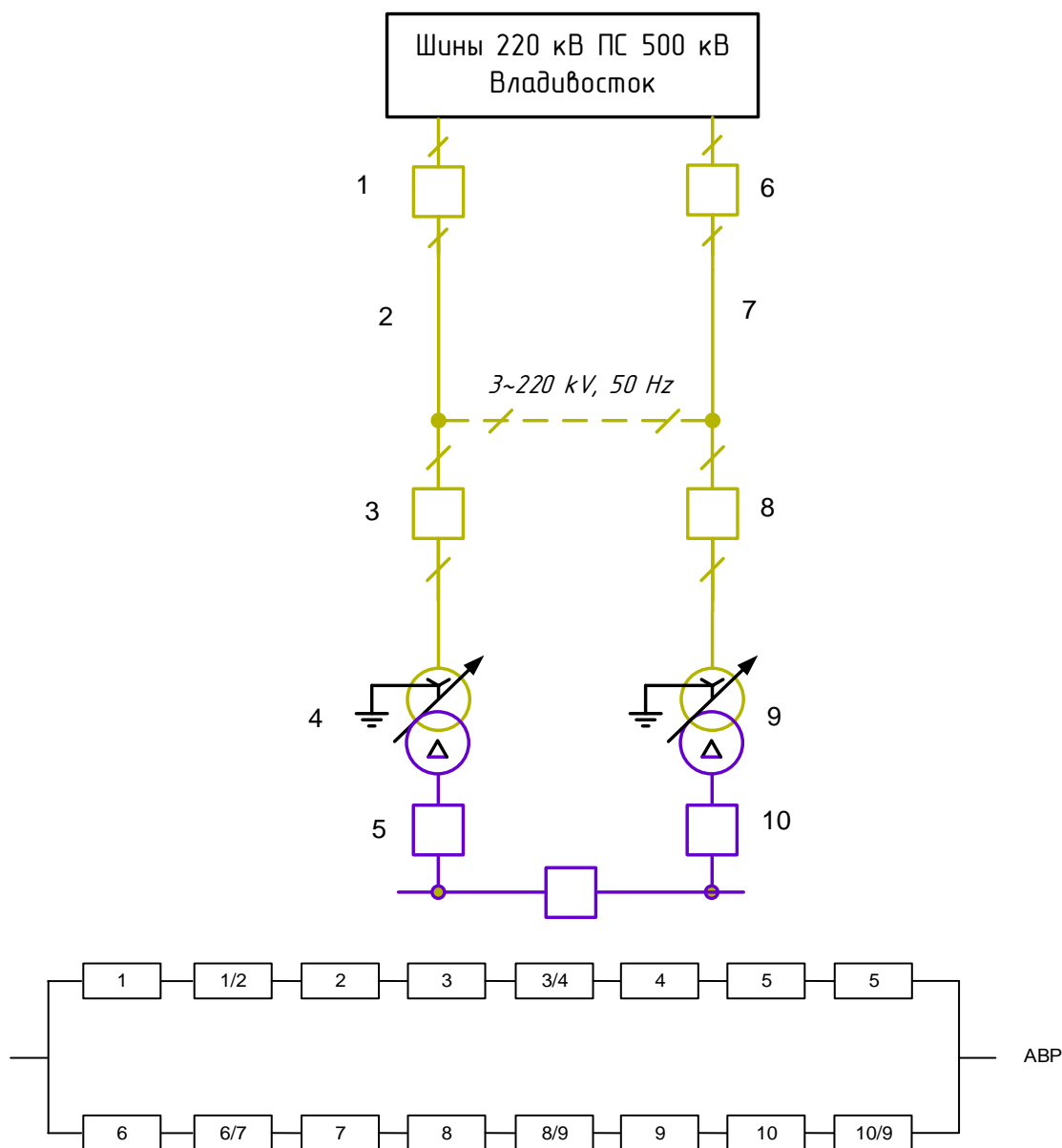


Рисунок 23 – Расчетная схема проектируемой подстанции

В таблице 50 приведены показатели надежности элементов, входящих в состав расчетной схемы.

Таблица 50 – Показатели надежности элементов, входящих в состав расчетной схемы

Элемент схемы	Класс напряжения	№ эле- мента на схеме	Параметр				
			λ_0 , 1/км год λ , 1/год	l, км	t_b , ч	$\lambda_{пр}$, 1/год	$t_{пр}$, ч
Выключатель	220	1;3;6;8	-/0,016	-	60	1,0	111
	10	5;10	-/0,01		20	2,0	16
ВЛЭП	220	2;7	0,005/-	24,7	11	2,8	17
Транс-тор	220	4;9	-/0,025	-	60	1,0	30

6.1 Расчет влияние КРМ на надежность силовых трансформаторов

Изначально необходимо определить по формулам (1-7), как изменится значение потока отказа трансформатора с учетом установки КРМ на НН мощностью 18 Мвар. Результаты расчета приведены в таблице 51. Подробный расчет приведен в приложении Г.

Таблица 51 – Результаты расчета параметров трансформатора до и после КРМ

	ΔP , МВт	ν_M , °С	$\theta_{обм.н.н.м} = T_i$, °С	k_z
До КРМ	0,271	0,271	10,411	0,517
После КРМ	0,256	0,256	8,932	0,478

По формуле Аррениуса определим отношения сроков службы изоляции до и после КРМ

$$\frac{\tau_2}{\tau_1} = 2^{-(8.932-10.411)/6} = 1.186$$

Определим математическое ожидание времени безаварийной работы при номинальном сроке службы трансформатора

$$T = \frac{1}{0.025} = 40$$

Далее определим тогда интенсивность отказа с учетом компенсации реактивной мощности примет следующий вид: по формуле (1)

$$\lambda_{KPM} = \frac{1}{40 \cdot 1,186} = \frac{1}{47,44} = 0,0211, \text{ 1/год}$$

Из расчета можно сделать вывод о том, что КРМ положительно влияет на надежность силовых трансформаторов. При установке КРМ мощностью 18 Мвар, математическое ожидание времени безаварийной работы увеличивается силового трансформатора на 7,44 лет.

6.2 Оценка надежности схемы электроснабжения

Определим параметры потока отказов первой и второй цепей, учитывая их преднамеренные отключения, пользуясь следующей формулой:

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{np.нб} \quad (85)$$

$$\lambda_I = \lambda_{II} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_{np.нб} = 3.598$$

Определяем вероятность отказов I и II цепей:

$$q_u = \sum_1^n \lambda_i \cdot t_{Bi} \quad (86)$$

$$q_I = q_{II} = \frac{(\lambda_1 \cdot t_{B1} + \lambda_2 \cdot t_{B2} + \lambda_3 \cdot t_{B3} + \lambda_4 \cdot t_{B4} + \lambda_5 \cdot t_{B5})}{8760} = 0,00117$$

Определим среднее время восстановления каждой цепи:

$$\bar{t}_{Bi} = \frac{q_c}{\lambda_c} \quad (87)$$

$$\bar{t}_{BI} = \bar{t}_{BII} = \frac{q_I}{\lambda_I - \lambda_{np.n\bar{b}}} = 34.449, \text{ лет}$$

Далее определим параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов:

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (\lambda_j \cdot \bar{t}_{Bj} + \lambda_{npi} \cdot \bar{t}_{npj}) \quad (88)$$

$$\lambda_c = \lambda_I \cdot q_{II} + \lambda_{II} \cdot q_I + \lambda_{I}^* \cdot q_{npII} + \lambda_{II}^* \cdot q_{npI} = 0.012$$

Определим среднюю вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = \prod_{i=1}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{Bi} + \prod_{i=1}^n K_{npi} \cdot \lambda_{npi} \cdot \bar{t}_{npi} \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{Bj} \quad (89)$$

Где K_{npI} – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, который определяется по формуле:

$$K_{np} = 1 - e^{-\frac{\bar{t}_{np.i}}{\bar{t}_{B.экс}}} \quad (90)$$

$$q_c = \frac{q_I \cdot q_{II} + K_{npI} \cdot q_{npI} \cdot q_{II} + K_{npII} \cdot q_{npII} \cdot q_I}{8760} = 5.508 \cdot 10^{-6}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} \quad (91)$$

$$\bar{T}_c = \frac{1}{0.012} = 86.291, \text{ лет}$$

Определим среднее время восстановления системы при $\alpha = 0,1$:

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T}$$

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - 0,1) \cdot 86,291 = 9,092, \text{ лет}$$

Определим среднее время восстановления системы:

$$\bar{t}_{BC} = \frac{q_c}{\lambda_c} \quad (92)$$

$$\bar{t}_{BC} = \frac{5.508^{-6}}{0.012} \cdot 8760 = 4.164$$

6.3 Расчет ущерба от перерыва электроснабжения

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = \sum P_{деф.р} \cdot K_{ПСi} \cdot T \quad (93)$$

$$W_{нед} = 164 \cdot 10^3 \cdot 5.508 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 7.913 \text{ МВт*ч}$$

Далее необходимо рассчитать ущерб от недоотпуска электроэнергии. Суммарный ущерб включает в себя внезапный и основной ущерб. Ущерб связанный с самим фактором внезапного перерыва электроснабжения – фактор внезапного отлучения $Y_{вн}$, который может привести к повреждению основного дорогостоящего оборудования, браку продукции и нарушению сложного технологического процесса производства. Основной ущерб Y_0 определяется величиной недоотпуска электроэнергии потребителю, в результате наблюдается недовыпуск продукции простой рабочей силы.

Определим ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$Y_{осн} = Y_0 \cdot W_{нед}, \quad (94)$$

где Y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, руб/кВт*ч, значения которого равно 11.25 .

$$Y_{осн} = 11.25 \cdot 7.913 \cdot 10^3 = 89,027 \text{ тыс.руб}$$

Ущерб внезапности рассчитывается по формуле:

$$Y_{вн} = Y_0 \cdot P_{мп} \quad (95)$$

$$Y_{вн} = 11,25 \cdot 164 \cdot 10^3 = 1845 \text{ тыс.руб}$$

Суммарный ущерб равен:

$$Y_{\Sigma} = Y_{осн} \cdot Y_{вн} \quad (96)$$

$$Y_{\Sigma} = 89,027 + 1845 = 1934 = 1,934 \text{ млн.руб}$$

Таким образом, в данном разделе показано положительное влияние компенсации реактивной мощности на надежность силовых трансформаторов, проведена оценка надежности схемы электроснабжения выбранного варианта, а также оценен ущерб в случае перерыва в электроснабжении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная работа посвящена решению важной задачи развития электрической сети напряжением 110-220 кВ Приморского края с подключением подстанции Надеждинская. В процессе теоретического и практического исследования были получены следующие выводы и результаты.

В ходе выполнения работы был определен необходимый участок рассматриваемого района, где планируется подключение перспективных потребителей ТОР «Надеждинская». На основании исходных данных осуществлен структурный анализ существующего электросетевого комплекса.

С помощью ПВК RastrWin3 был проведен режимный анализ действующей сети, а также выявлены проблемные участки сети. Произведена разработка рациональных вариантов подключения к существующей сети перспективных потребителей ТОР «Надеждинская», в том числе определено оптимальное количество и расположение подстанций. Выполнено технико-экономическое обоснование предложенных вариантов конфигурации подключения.

Определен рациональный вариант подключения резидентов ТОР «Надеждинская» с использованием инновационного оборудования. Выполнены расчеты электроэнергетической сети с прогнозных нагрузок до 2027 г. Произведен выбор и проверка первичного оборудования на проектируемой ПС с учетом ввода перспективных электросетевых объектов Приморского края. А также произведен анализ влияния компенсации реактивной мощности на надежность силовых трансформаторов на проектируемой ПС.

Проектирование осуществлялось с использованием инновационных разработок в области оборудования электросетевого комплекса, а также с соблюдением актуальных требований и стандартов. Таким образом, задачи, поставленные в магистерской диссертации, были решены и цель достигнута.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Ананичева, С. С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева. – М. : ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2006. – 52 с.

2 Бушуева, О. А. Применение статических тиристорных компенсаторов в системах электроснабжения промышленных предприятий / О. А. Бушуева, А. С. Новиков // Электрика. – 2007. – №8. – С. 8–13.

3 Воропай, Н. И. Задачи повышения эффективности оперативного и противоаварийного управления электроэнергетическими системами / Н.И. Воропай // Энергоэксперт, 2009. – №4 (15). – С. 36–41.

4 Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.

5 Гончарюк, Н. В. Методические и программные средства формирования расчетных схем объединенных энергосистем на базе современных технологий / Н.В. Гончарюк, В.И. Фролов. – Электричество, 2003. – № 5. – С. 3–12.

6 ГОСТ 14209–85. Силовые трансформаторы. Гос. Ком. СССР по стандартам. М., 1985.

7 ГОСТ 17544–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220,330, 500 и 750 кВ. Технические условия (С Изменением N 1)

8 ГОСТ 32144–2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения ; введ. 2014–07–01. – [Электронный ресурс] : URL:<https://docs.cntd.ru/document/1200104301>(дата обращения: 12.05.2022).

9 ГОСТ Р 58670–2019. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования ; введ. 2020–01–01. – [Электронный ресурс] : URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200169613> (дата обращения: 12.05.2022).

10 Гремяков, А. А. Оптимизация распределения конденсаторных установок между потребителями электроэнергии / А. А. Гремяков, И. И. Ковалёв, Е. Ю. Самсонова, В. А. Строев, В. В. Фадеев, М. А. Яхья // Электричество. – 1987. – №12. – С. 1–5.

11 Железко, Ю. С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах / Ю. С. Железко. – М. : Энергоатомиздат, 1981. – 200 с.

12 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электрической энергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с.

13 Идельчик, В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.

14 Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : учебник для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

15 Казакул, А. А. Промышленные программновычислительные комплексы в электроэнергетике [Электронный ресурс]: метод, указ, для самостоятельной работы студентов / А. А. Казакул ; АмГУ, Эн. ф. – Благовещенск : Изд-во Амурского государственного университета, 2014. – 109 с. URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6851.pdf (дата обращения: 05.03.2022)

16 Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы : [учебное пособие] / В. Г. Китушин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.

17 Лепёхин, Н. А. Применение инновационных технологий для повышения управляемости при транспорте электроэнергии по магистральным сетям / Н. В. Савина, Н.А. Лепёхин // Молодёжь XXI века: шаг в будущее: Материалы XXIII региональной научно-практической конференции Т.4; Дальневосточный ГАУ. – Благовещенск, 2022. – С. 83–84.

18 Лепёхин, Н. А. Применение компенсации реактивной мощности как мероприятие для повышения пропускной способности линии электропередачи / Н.А. Лепёхин, М. В. Большаков // международный научный журнал Современная школа России. Вопросы модернизации, №9; – Москва, 2021. – С. 62–63.

19 Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник / Под ред. Ю.Н. Руденко. Том. 1. Общие модели анализа и синтеза надежности систем энергетики. – М. : Энергоатомиздат, 1994. – 480 с.

20 Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3» : руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев. – Екатеринбург: программное обеспечение, 2013. – 266 с.

21 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС), СТО 56947007–29.240.10.028–2009, Энергосетьпроект, 2009.

22 Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. – Федеральный закон №261-ФЗ от 23.11.2009.

23 Официальный сайт АО «ДРСК» [Электронный ресурс] : URL: <http://drsk.ru/> (дата обращения: 08.05.2022).

24 Официальный сайт АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс] : URL: <https://www.so-ups.ru/> (дата обращения: 18.04.2022).

25 Официальный сайт Министерства энергетики [Электронный ресурс] : URL:<https://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 06.05.2022).

26 Официальный сайт ПАО «РусГидро» [Электронный ресурс] : URL: <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 08.05.2022).

27 Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс] : URL:<https://www.fsk-ees.ru/> (дата обращения: 08.05.2022).

28 Охлаждающие устройства масляных трансформаторов // Энергетика оборудование. Документация [Электронный ресурс] : URL:<http://forca.ru/knigi/arhiv/ohlazhdayuschie-ustroystva-maslyanyh-transformatorov-20.html> (дата обращения 22.03.2022).

29 Попов, Е. Н. Механическая часть воздушных линий электропередачи: Учебно-методическое пособие / Амурский гос. ун-т. г. Благовещенск, 1998. – 28с.

30 Попов, Ю. П. Управление компенсацией реактивной мощности в узлах промышленной нагрузки / Ю. П. Попов, Ю. А. Дмитриев, О. И. Кирилина // Электрика. – 2006. – №12. – С. 15–20.

31 Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети: уч. пособие для вузов / Г.Е. Поспелов. – М. : Высш, шк., 2013. – 308 с.

32 Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг». – [Электронный ресурс] : URL:<https://www.indeks.ru/dokumenty/postanovlenie-pravitelstva-n-861/postanovlenie-pravitelstva-n-861.pdf> (дата обращения: 14.05.2022).

33 Правила устройства электроустановок : нормативно – технич. материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2006. – 280 с.

34 Правила устройства электроустановок. – СПб. : Изд-во ДЕАН, 2008. – 704 с.

35 Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации 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». – [Электронный ресурс] : URL:<https://docs.cntd.ru/document/542642849> (дата обращения: 14.05.2022).

36 Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 23.06.2015 №380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии». – [Электронный ресурс] : URL:<https://docs.cntd.ru/document/420285270> (дата обращения: 14.05.2022).

37 Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 28.12.2020 №1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем

выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии». – [Электронный ресурс] : URL: <https://docs.cntd.ru/document/573956598> (дата обращения: 18.05.2022).

38 Приказ Минэнерго России от 26.02.2021 № 88 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 годы». – [Электронный ресурс] : URL: <https://minenergo.gov.ru/node/20706> (дата обращения: 02.04.2022).

39 Программные комплексы RastrWin, Bars, Lincor, Rustab, RastrKZ, RastrMDP [Электронный ресурс]: URL: <http://www.rastrwin.ru/rastr/RastrHelp.php> (дата обращения 20.03.2022).

40 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, РД 153–34.0–20.527–98, НЦ ЭНАС, 2002.

41 Савина Н. В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая [Электронный ресурс]: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с. – URL:<http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSUEdition/7062.pdf>. (дата обращения 12.04.2022).

42 Савина, Н. В. Надежность электроэнергетических систем: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с.

43 Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к практическим занятиям / Н. В. Савина. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2013. – 65 с.

44 Савина, Н. В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях / Н. В. Савина. – Новосибирск : Наука, 2008. – 220 с.

45 Савина, Н. В. Системный подход к компенсации реактивной мощности в распределительных сетях при либерализации энергетики / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов // Проблемы электроэнергетики : материалы VI международного польско-украинского семинара. – Лодзь : Изд-во Политехнического института электроэнергетики, 2010. – С. 103–111.

46 Савина, Н. В. Теория надежности в электроэнергетике : [учебное пособие] / Н. В. Савина. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. – 213 с.

47 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : ЭНАС, 2009. – 392 с.

48 Старшинов В. А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб, пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. – Электрон, дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2015. – 296 с. URL:<http://e.lanbook.com/book/72327> (дата обращения: 18.05.2022).

49 СТО 56947007- 29.060.50.268-2019 Указания по проектированию ВЛ 220 кВ и выше с неизолированными проводами нового поколения.

50 СТО 56947007-29.240.037-2010 Экологическая безопасность электро-сетевых объектов. Требования при проектировании.

51 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2022-2026 годы. [Электронный ресурс] : URL: <https://www.sou-ups.ru/index.php?id=551> (дата обращения 21.03.2022).

52 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. – Утвержден и введен в действие: приказом ОАО «ФСК ЕЭС от 20.12.2007 № 441, приказом ОАО «СО ЕЭС» от 31.12.2009 № 501.

53 Файбисович Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35–1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2006. – 36 с.

54 Фокин, Ю. А. Оценка надёжности систем электроснабжения / Ю. А. Фокин, В. А. Туфанов. – М. : Энергоиздат, 1981. – 224 с.

55 Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии [Электронный ресурс] : справ. — Электрон, дан. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2009. – 964 с. – URL:<https://e.lanbook.com/book/72341> (дата обращения: 02.05.2022).