

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о.зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«_____» _____ 2016 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: «Проектирование развития Приморских электрических сетей для подключения территории опережающего развития Надеждинский»

Исполнитель

студент группы 4420м

(подпись, дата)

Н.В. Догонашева

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Руководитель магистер-
ской программы

профессор, д-р техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о.зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента _____

1. Тема выпускной квалификационной работы : _____

(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): _____

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 107 страниц, 46 таблиц, 11 рисунков, 44 формулы

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ, ПОДСТАНЦИИ, ОБОРУДОВАНИЕ, АНАЛИЗ, ПОТЕРИ, ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК, СЕТЬ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ЛЭП, ЗАТРАТЫ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ

В диссертации дана общая характеристика электроэнергетической сети Надеждинского района Приморского края. Проведен структурный анализ сети 220, 110, 35 кВ Приморских центральных электрических сетей, анализ режимов работы сети, структурный анализ потерь, анализ технического состояния основного оборудования.

Цель работы – проектирование развития Приморских электрических сетей для подключения территории опережающего развития Надеждинский .

На основании проведенного анализа предложены варианты развития сети при подключении новой нагрузки, выполнено технико-экономическое сравнение предложенных вариантов. Для выбранного варианта произведен расчет и анализ установившегося и послеаварийного режимов.

Выполненный расчет экономической эффективности показал, что проект строительства рекомендуется к реализации. Срок окупаемости составит 9 лет.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Характеристика развития Приморского края	8
2. Структурный анализ электрической сети 35-220 кВ Надеждинского района Приморского края	14
2.1 Анализ источников питания	15
2.2 Характеристика существующей электрической сети	16
3. Расчет и анализ режимов работы электрической сети	22
3.1 Анализ коэффициентов загрузки линий и трансформаторов	29
3.2 Структурный анализ потерь электроэнергии	33
4. Выбор оптимального варианта развития электрической сети при подключении ТОР Надеждинский	37
4.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	38
4.1.1 Расчет нагрузок существующих подстанций	39
4.1.2 Прогнозирование электропотребления	42
4.2 Разработка вариантов конфигурации сети	44
4.3 Выбор класса номинального напряжения	52
4.4 Компенсация реактивной мощности	53
4.5 Выбор силовых трансформаторов	56
4.6 Выбор сечения проводов ЛЭП	57
4.7 Выбор двух конкурентно-способных вариантов	60
4.8 Технико-экономический анализ вариантов	61
5. Проектирование ПС «Промпарк»	65
5.1. Расчет токов короткого замыкания	67
5.2 Выбор основного силового оборудования	71
6. Расчет и анализ установившихся режимов при развитии электрической сети	87
7. Экономическое обоснование строительства новой ПС «Промпарк»	89
7.1 Капитальные вложения	89

7.2 Расчет эксплуатационных затрат	94
7.3 Расчет амортизационных отчислений	94
7.4 Расчет штатной численности персонала	95
7.5 Определение себестоимости электроэнергии	97
7.6 Оценка экономической эффективности проекта	98
Заключение	101
Библиографический список	102
Приложение А Данные зимних и летних контрольных замеров 2015	
Приложение Б Расчет и прогнозирование нагрузок	
Приложение В Режим работы существующей сети	
Приложение Г Варианты подключения ПС Промпарк	
Приложение Д Расчет токов короткого замыкания	
Приложение Е Расчет режимов при подключении ПС Промпарк	
Приложение Ж Расчет экономической эффективности проекта	

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

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

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении

РД 34.20.504-94 Типовая инструкция по эксплуатации линий электропередачи напряжением 35 – 800 кВ;

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

Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.55.016-2008 Норма технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ;

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

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

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ТОР – территория опережающего развития;

ТЭЦ – Теплоэлектроцентраль;

ГРЭС – Государственная районная электростанция;

ПЮЭС – Приморские южные электрические сети;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

РУ – распределительное устройство;

ПС – подстанция;

АТЭЦ – Артемовская ТЭЦ;

ВТЭЦ-2 – Владивостокская теплоэлектроцентраль 2;

КУ – компенсирующее устройство.

ВВЕДЕНИЕ

Приморский край — стратегически важный субъект Российской Федерации, являющийся системообразующим для российской экономики на Дальнем Востоке, непосредственно граничащий со странами Северо-Восточной Азии, в перспективе – новый центр социально-экономического развития России в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР).

Необходимым условием обеспечения высоких темпов социально-экономического развития региона является решение задач по закреплению населения путём сохранения и создания новых рабочих мест и реализации проектов, связанных с развитием инженерной инфраструктуры, транспортного и топливно-энергетического комплексов, социальной сферы.

Согласно поручению Президента Российской Федерации В.В. Путина по итогам Послания Федеральному Собранию 4 декабря 2013 года, создание территории опережающего развития (далее ТОР) является приоритетным проектом социально-экономического развития Дальнего Востока. С февраля 2015 года Минвостокразвитие порабатывает вопрос оптимальной схемы электроснабжения ТОР на территории Приморского края, а именно создание ТОР: «Остров Русский», «Суходол», «Зарубино», «Надеждинский».

В диссертации ставится задача разработать оптимальную схему развития существующих сетей для подключения территории опережающего развития «Надеждинский» и повышения надежности электроснабжения потребителей Приморского края. Для реализации сооружения ТОР «Надеждинский» предполагается подключение новой подстанции «Промпарк» к существующим сетям АО «ДРСК» либо к сетям ПАО «ФСК ЕЭС».

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗВИТИЯ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

Приморский край – крупный промышленный, добывающий, транспортный район России. Столица края – город Владивосток, крупнейший стратегический, торговый и рыболовный порт региона. В Приморском крае сосредоточена значительная часть экономического, научно-технического и природного потенциала Дальнего Востока. Его доля в регионе по объему промышленной продукции составляет 30 %, морских перевозок 80 %, по добыче рыбы и морепродуктов 38 %, производству судоремонта 62 %, цемента 65 %, зерна 30%, продукции пищевой промышленности 37 %. Экономика края представляет собой многоотраслевое хозяйство. Отраслевую структуру хозяйственного комплекса образуют промышленность 44,6 % от общего объема производства, транспорт 12,1 %, строительство 23,7 %, сельское хозяйство 6,2 %. Промышленный комплекс является наиболее развитой частью экономики Приморья. Основными являются машиностроительная, рыбная и судоремонтная отрасли, на долю которых приходится около 60 % промышленного производства. Индустриальный сектор экономики края имеет ярко выраженную сырьевую направленность. Удельный вес добывающих отраслей почти в два раза больше аналогичного показателя в промышленности России. Край выполняет функции поставщика сырья для цветной металлургии, деревообрабатывающей и рыбоперерабатывающей отраслей промышленности. Надеждинский район Приморского края – это административная единица и муниципальный район Приморского края, в котором насчитывается 34 населенных пунктов. Общая площадь района 1595,7 км². Рельеф низкогорный. Население района по переписи 2014 год составило 38232 человек. Через район проходит федеральная магистраль М60 «Уссури» Владивосток — Хабаровск.

Климат Приморского края умеренно муссонный, зимний муссон приносит в край сухие холодные воздушные массы и довольно устойчивую солнечную и морозную погоду с ветром северо-западного и западного направлений. Зимой на побережье значительно теплее, чем в континентальных районах края, но сильные ветры придают зимам суровость. Прорывающиеся в

край южные циклоны сопровождаются сильным ветром, обильным мокрым снегом, гололедом, метелями, значительными перепадами температуры воздуха и даже грозами. Летом воздушные потоки с моря в первую половину лета приносят прохладную, влажную с туманами и моросью погоду, а во вторую – влажную, но теплую. При этом в континентальных районах края влияние моря гораздо слабее, чем на побережье. 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 в городе как правило тёплая, сухая, с ясной погодой. Средняя температура января от минус 12 до минус 27 градусов, средняя температура июля от плюс 14 до плюс 21 градуса; Для большей наглядности и удобства покажем сводные данные по рассматриваемому району в таблице 1.

Таблица 1. Сводные данные по району

Наименование	Значение
Район по гололеду:	Четвертый
Район по ветровому давлению:	Четвертый
Почва:	Суглинок, супесь, вулканические породы
Среднегодовая температура:	4
Минимальная температура:	-31
Максимальная температура:	36
Глубина промерзания грунта:	1,5 м

Энергосистема (ЭС) Приморского края входит в состав ОЭС Востока и связана с Хабаровской ЭС ВЛ 500 – 220 кВ.

В состав энергосистемы входят объекты:

АО «ДГК» - филиал «Приморская генерация»: СП «Владивостокская ТЭЦ-2» с установленной мощностью 497 МВт, СП «Артемовская ТЭЦ» с установленной мощностью 400 МВт, СП «Партизанская ГРЭС» с установленной мощностью 203 МВт; филиал «ЛуТЭК»: СП «Приморская ГРЭС» с установленной мощностью 1467 МВт.

А так же сети напряжением 500 – 220 кВ ПАО «ФСК», 110 – 35 кВ АО «ДРСК».

Сбыт электрической энергии конечным потребителям на территории Приморского края осуществляет гарантирующий поставщик:

- филиал ОАО «ДЭК» «Дальэнергосбыт»,

Крупнейшими электросетевыми компаниями на территории Приморского края являются филиал АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» и филиал ПАО "ФСК ЕЭС" – МЭС Востока.

Основными крупными потребителями электроэнергии являются:

- ОАО «РЖД»;
- ОАО «ДВЗ «Звезда»;
- ОАО «Спасскцемент»;
- ОАО «Спасский комбинат асбестоцементных изделий»;
- ОАО «Дальприбор»;
- ОАО «Аскольд».

Задачами проекта TOP Надеждинский являются: внедрение инновационных технологий, в том числе разработанных на о.Русский, оптимизация затрат предприятий за счет сокращения инфраструктурных издержек и предлагаемых преференций, создание новых высокопроизводительных рабочих мест, увеличение доходной части краевого бюджета, развитие высокотехнологичных, конкурентоспособных производств, обеспечение эффективного и управляемого пространственного развития конкретной территории, привлечение на территорию промпарка резидентов-лидеров рынка промышленно-производственной и логистической деятельности, развитие межрегиональных и международных связей.

Надеждинский промышленный парк представляет комплекс инвестиционных проектов резидентов парка с собственной отраслевой спецификой, а связующий проект для всех резидентов – проект транспортной логистики.

Промышленный парк «Надеждинский» - многопрофильная производственно-логистическая площадка, со специализацией на производстве экспорто-ориентированной продукции и товаров, обеспечивающих импортозамещение.

Промышленный парк расположен в Надеждинском районе, в районе п. Новый, на побережье Амурского залива на северо-востоке от полуострова Де-Фриз.

Тип площадки: greenfield (гринфилд).

Структура площадки по типу участников: универсальная.

Площадь земельного участка: 782 га.

Преимущество промпарка – размещение многофункционального мультимодального комплекса с выходом на международный транспортный коридор «Приморье-1» и Транссибирскую магистраль.

Территория промпарка имеет удобное транспортное расположение, граничит с крупными транспортными узлами автомобильной дорогой «пос. Новый – полуостров Де-Фриз – Седанка – бухта Патрокл с низководным мостом (эстакадой) Де-Фриз - Седанка» с выходом на трассу федерального значения М-60 «Уссури» и расположена на расстоянии 1,7 км до железнодорожной станции «Надеждинская» с последующим выходом на Транссиб.

Расстояние до:

федеральной трассы М-60 – 12 км;

аэропорта «Кневичи» - 27 км;

морских портов: Владивосток - 32 км, Находка – 180 км, Восточный – 190 км, Зарубино – 170 км.

Международный уровень конкурентоспособности условий инвестирования площадки обеспечат подготовленная внешняя и внутренняя инфраструктура парка, льготные налоговые режимы для резидентов, а также эффективное управление специализированными организациями

(ОАО «Корпорация развития Приморского края» и АНО «Инвестиционное агентство Приморского края»).

С учетом действующих ограничений стран Евросоюза, а также отсутствия санкций в отношении России со стороны стран Азии, Надеждинский промпарк предлагает инвесторам размещать свои производства, ориентированные на растущие рынки стран АТР, а также на внутрироссийский рынок.

Основные участники проекта Надеждинского промышленного парка - управляющая компания, резиденты промышленного парка, предприятия - субъекты естественных монополий, органы исполнительной власти Приморского края.

В соответствии с типом индустриального парка – универсальный – резидентами парка могут быть следующие российские и иностранные компании:

- промышленные предприятия, специализирующиеся на производстве конечной продукции в области машиностроения, легкой промышленности, пищевой промышленности, фармацевтической промышленности, строительных материалов;
- предприятия, специализирующиеся на внедрении инновационных разработок, трансфер технологий;
- транспортно-логистические предприятия («Сухой порт», склады различных классов и т.д.).

Также в парке будут размещены организации-нерезиденты, оказывающие финансовые услуги и консалтинг; обеспечивающие услуги. При этом льготные налоговые режимы на данные организации не распространяются.

Предпочтительная специализация резидентов промпарка:

высокотехнологичные сборочные производства;

мелкоузловая сборка, микроэлектроника;

производственная логистика;

крупный ритейл (в том числе онлайн ритейл), ориентированный на местных производителей.

Приоритеты резидентной политики Надеждинского промышленного парка:

- экспортная ориентация производства;
- импортозамещение;
- высокий объем инвестиций на единицу площади;
- использование высоких технологий и инноваций;
- создание высокопроизводительных рабочих мест;
- использование экологически чистых технологий (минимальный радиус санитарно-защитных зон);
- использование берегающих ресурсных технологий.

Промышленный парк расположен в границах Надеждинского сельского поселения Надеждинского муниципального района Приморского края, на северо-западе от полуострова Де-Фриз между населенными пунктами п. Западный, с. Вольно-Надеждинское, с. Прохладное, п. Шмидтовка, п. Зима Южная.

Территория парка граничит с автомобильной дорогой «пос. Новый – полуостров Де-Фриз – Седанка – бухта Патрокл с низководным мостом (эстакадой) Де-Фриз – Седанка» с выходом на трассу федерального значения М-60 «Уссури».

Расстояние до железнодорожной станции «Надеждинская» - 1,7 км с последующим выходом на Транссиб.

Расстояние от промышленного парка до аэропорта «Кневичи» по автомобильной дороге – 27 км; до морских портов: Владивосток - 32 км, Находка – 180 км, Восточный – 190 км, Зарубино – 170 км. Ближайшие жилые дома находятся на расстоянии 1,8 км от парка.

2. СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 35-220 КВ НАДЕЖДИНСКОГО РАЙОНА

Структурный анализ электроэнергетической сети позволяет на основе структуризации исходной или эквивалентной схемы выявить статические и динамические свойства ЭЭС без проведения традиционных трудоёмких расчетов режимов и переходных процессов.

Распределительная сеть делится на структурные единицы вначале по уровням, затем по центрам питания и типам схем электрической сети: радиальные, магистральные, кольцевые и т.д. [10]

Выявляются характерные узлы сети, относительно которых будет эквивалентироваться схема сети и где режимная информация обладает полнотой и достоверностью. [10]

Алгоритм структурного анализа заключается в следующем:

- определяется эквивалент схемы сети, т.е. точки нормального размыкания сети;
- в выделенном эквиваленте схемы делятся на подсистемы (подсхемы), состоящие из замкнутых и разомкнутых схем;
- для каждой замкнутой и разомкнутой схемы показывается ее наименование и конфигурация;
- описывается общая характеристика сети: имеющиеся уровни номинального напряжения, общее количество линий электропередач и подстанций;
- проводится структурный анализ линий электропередач: конфигурация линии, конструктивное исполнение, количество цепей, марка и сечение провода, длина линии, типы опор, наличие грозотроса, характеристика изоляторов;
- проводится структурный анализ подстанций: классификация по способу присоединения к сети, число трансформаторов, их тип и мощность.

Данный анализ необходим для выделения участков сети с разомкнутыми схемами (радиальные), не имеющими резервного питания, которые являются

малозффективными с точки зрения надежности, для определения наиболее протяженных линий электропередач, которые затрудняют эксплуатацию и обслуживание, увеличивают потери электроэнергии при ее транспортировке.

2.1. Анализ источников питания

Приморские электрические сети территориально делятся на 4 района: Северные, Западные, Центральные и Южные. ГОР «Надеждинский» расположен на территории Южных электрические сети.

Крупными источниками питания Приморских южных электрических сетей (ПЮЭС) являются: Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ, Приморская ГРЭС, Партизанская ГРЭС. Электроснабжение края осуществляется электростанциями АО «Дальневосточная генерирующая компания».

Для рассматриваемого участка сети источником питания является «Артемовская ТЭЦ» (АТЭЦ).

Характеристики «Артемовской ТЭЦ»: на станции установлены: два двухобмоточных трансформатора номинальной мощностью 125 МВ·А, три трехобмоточных трансформатора номинальной мощностью 40 МВ·А и один автотрансформатор номинальной мощностью 1 МВ·А. Выработка электрической энергии осуществляется четырьмя генераторами мощностью 100 МВ·А каждый. Распределительные устройства 110 кВ, 35 кВ выполнены открытыми (ОРУ), ОРУ 110 кВ «АТЭЦ» выполнено по схеме – двух секционированная система сборных шин с обходной системой шин, выключателями типа СМВ-110 (линейные и секционный) и отделителями типа ЗНО-110-1Т в цепях трансформаторов, от ОРУ 110 кВ отходят семь ВЛ 110 кВ, ОРУ 35 кВ «АТЭЦ», выполнено по схеме – одна секционированная система шин, от ОРУ 35 кВ отходят пять ВЛ 35 кВ.

2.2. Характеристика существующей электрической сети

На территории Приморского края получили развитие электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ.

Низким напряжением ПС 35-220 кВ, на котором осуществляется распределение электроэнергии, является напряжение 6 - 10 кВ.

Системообразующая сеть энергосистемы сформирована на напряжении 500 - 220 кВ, распределительная - на напряжении 110 - 35 кВ.

Сети напряжением 500 - 220 кВ, расположенные на территории Приморского края, относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются филиалом «МЭС Востока» - Приморским предприятием МЭС.

Распределительные электрические сети напряжением 35 – 110 кВ, расположенные на территории Приморского края, являются объектами АО «ДРСК» и обслуживаются его филиалом «Приморские электрические сети», которые разделены на четыре структурных подразделения (СП): - Центральные электрические сети (ЦЭС - г.Уссурийск), Южные электрические сети (ЮЭС – г.Владивосток), Северные электрические сети (СЭС-п.Кавалерово), Западные электрические сети (ЗЭС – г.Лесозаводск)

В состав структурного подразделения Приморские Южные электрические сети АО «ДРСК» входят шесть районов электрических сетей (РЭС): Владивостокский, Артемовский, Находкинский, Партизанский, Хасанский и Шкотовский.

Для дальнейшего структурного анализа определим эквивалент схемы

Точки нормального размыкания сети:

Артемовская ТЭЦ - отключены В-220 Береговая-2, В-220 ВТЭЦ-2, В-110 Муравейка, В-110 Смоляниново-тяговая, В-110 Уссурийск-1, В-110 Промузел

ПС 500 Владивосток – отключены В-500 Дальневосточная, В-500 Лозовая, В-220 Волна, В-220 Уссурийск-2

ПС 110 Западная – отключен В-35 Артемовская

ПС 110 Кролевцы – отключены В-110 АТЭЦ-Западная №1,2

ПС 110 Штыково - отключены В-110 Факел №1,2, В-110 Анисимовка-тяговая, В-110 Фридман-тяговая

ПС 110 Надеждинск-тяговая – РЛ-110 Уссурийск-тяговая

ПС 110 Раздольная-1 – отключен В-110 Раздольная-2

ПС 110 Пушкинская – отключен -35 Оленевод

ПС 110 Давыдовка – отключены В-110 Славянка №1,2

ПС 35 Угловая – отключен В-35 Спутник

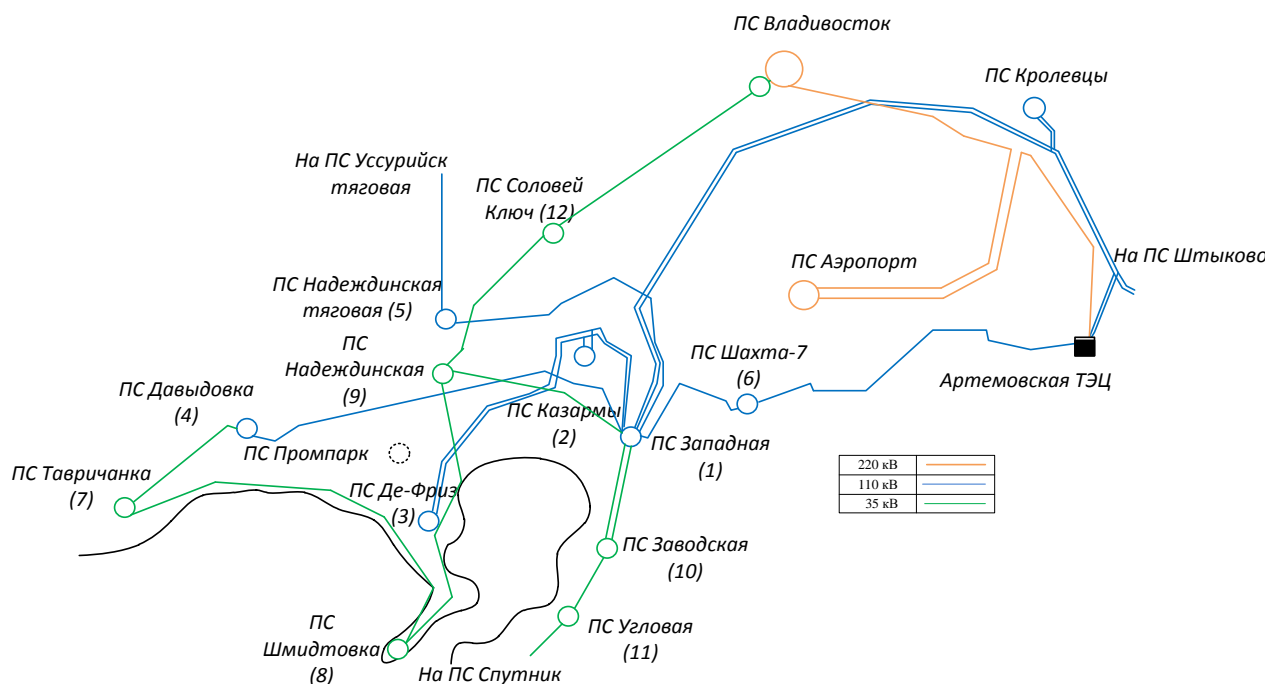


Рисунок 1 – Карта - Схема эл сети 35-220 Надеждинского района

Конфигурация электрической сети:

Общее количество линий 16, из них ВЛ-220 кВ – 2 шт, ВЛ-110 кВ – 5 шт, ВЛ-35 кВ – 9 шт

ВЛ-220 кВ

Магистраль №1 с двухсторонним питанием – АТЭЦ – Аэропорт (воздушный участок $L_{вл}= 19,04$ км, АС-400/64, одноцепная; кабельный участок $L_{кл}=1,04$ км, А2*S(FL)2У 1*800/150, двухцепная)

Магистраль №2 с двухсторонним питанием – Владивосток – Аэропорт (воздушный участок $L_{вл}= 20,764$ км, АС-400/64, одноцепная; кабельный участок $L_{кл}=1,04$ км, А2*S(FL)2У 1*800/150, двухцепная)

Структурный анализ линий 110, 35 кВ, находящихся на обслуживании Приморских южных электрических сетей, показан в таблицах 2,3.

Таблица 2. Структурный анализ ВЛ-110 кВ

№	Название линии	Марка провода, сечение / длина	Конфигурация	Примечания
1	2	3	4	5
1.	АТЭЦ – Западная с отпайками Кролевцы, Штыково №1,2	2хАС-150 / 24 – 5,191 км АС-150/24 – 7,4 км АС-150/24 – 7,6 км 2хАС/150/24 – 29,026 км	Магистраль с двухсторонним питанием	Транзит
2.	АТЭЦ – Шахта- 7 – Западная	М-70 – 14 км АС-120/19 – 0,6 км М-70 – 5,4 км	Магистраль с двухсторонним питанием	Транзит
3.	Западная – Надеждинская- тяговая	АС-150/24 – 16,4 км	Магистраль с двухсторонним питанием	Транзит
4.	Западная – Давыдовка	АС-120/19 – 3,36 км М-70 – 14,96 км АС-120/19 – 1,13 км	Магистраль с двухсторонним питанием	
5.	Западная – Казармы с отпайкой на Де- Фриз №1,2	2хАСКП-120 – 6,45 км 2хАСКП-120 – 11,1 км отп на ПС Де- Фриза Каб.вставка ПвП2Г 3*185/70 – 0,13 км	Радиальная	

Таблица 3. Структурный анализ ВЛ-35 кВ

№	Название линии	Марка провода, сечение / длина	Конфигурация	Примечания
1	2	3	4	5
1.	Западная – Заводская №1,2	АС-240 – 3 км АС-240 – 3 км	Магистраль с двухсторонним питанием	
2.	Заводская – Угловая – Спутник	АС-240 – 0,5 км М-70 – 2,48 км АС-70/11 – 3,4 км М-50 – 5,09 км АС-120/19 – 0,35 км	Магистраль с двухсторонним питанием	Разрыв на ПС Спутник
3.	Западная – Надеждинская – Соловей Ключ – Владивосток	М-50/АС-150/24 – 0,3 км / 8,2 км АС-70/11/АС- 95/16/АС-70/11 – 0,45 км/0,56 км/8,99 км АС-70/11/АС- 120/19 – 14,95 км/0,15 км	Магистраль с двухсторонним питанием	
4.	Давыдовка – Тавричанка – Шмидтовка – Надеждинская	М-70/АС-120/19 – 1,7 км/3,6 км АС-70/11 – 22,66 км АС-70/11 – 12,2 км	Магистраль с двухсторонним питанием	Разрыв на ПС Надеждинская

Общее количество подстанций: 14 (из них ПС-500 кВ – 1 шт, ПС-220 кВ – 1 шт, ПС-110 кВ – 6 шт, ПС-35 кВ – 6 шт)

ПС-500/220 кВ

ПС Владивосток – транзитная (схема подключения – ОРУ-500 – «Треугольник», ОРУ-220 – «Одна рабочая секционированная система шин; АТ-1 – 3х167 МВА (501 МВА) 500/220/10 кВ)

ПС-220 кВ

ПС Аэропорт – проходная (схема подключения – «Четырехугольник»; Т-1 – ТРДН – 25000 – 220/10/10, Т-2 – ТРДН – 25000 – 220/10/10)

Структурный анализ подстанций 110, 35 кВ, находящихся на обслуживании Приморских Южных электрических сетей приведен в таблице 4.

Таблица 4. Структурный анализ ПС-110, 35 кВ

№ пп	Наименование ПС	Установленные тр-ры, класс напряжения	Мощность тр-ра	Тип ПС, резервное питание
1	2	3	4	5
1.	Западная	T1 - 110/35/6 T2 – 110/35/6	40 40	Узловая
2.	Казармы	T1 – 110/10 T2 – 110/10	10 10	Тупиковая
3.	Де-Фриз	T1 – 110/6 T2 – 110/6	10 10	Отпаечная тупиковая
4.	Давыдовка	T1 – 110/35/6 T2 – 110/35/6	25 25	Проходная, резервное питание по 35 кВ от ПС Тавричанка
5.	Надеждинская-тяговая	T1 – 110/27/10 T2 – 110/27/10	40 40	Транзитная
6.	Шахта-7	T1 – 110/6 T2 – 110/6	16 16	Транзитная
7.	Тавричанка	T1 – 35/6 T2 – 35/6	5,6 5,6	Проходная
8.	Шмидтовка	T1 – 35/6 T2 – 35/6	2,5 2,5	Проходная, резервное питание по 6 кВ от ПС Надеждинская
9.	Надеждинская	T1 – 35/6 T2 – 35/6	16 16	Проходная, резервное питание по 6 кВ от ПС Западаня, Шмидтовка, Соловей Ключ
10.	Заводская	T1 – 35/6 T2 – 35/6	6,3 6,3	Проходная
11.	Угловая	T1 – 35/6 T2 – 35/6	10 10	Проходная, резервное питание по 6 кВ от ПС Западаня, Промузел

Продолжение таблицы 4				
1	2	3	4	5
12.	Соловей Ключ	T1 – 35/6 T2 – 35/6	4 4	Проходная, резервное питание по 6 кВ от ПС Надеждинская

Выводы по разделу 2:

В районе размещения Надеждинского промышленного парка получили развитие электрические сети напряжением 220/110/35/6 кВ.

Рассматриваемая сеть 110 кВ образует кольцевую схему «АТЭЦ – Шахта 7 – Западная – Штыково – АТЭЦ» с центром питания «Артемовская ТЭЦ».

Узловой подстанцией является ПС «Западная» от которой по ВЛ 110 кВ питаются ближайшие подстанции – «Давыдовка» (110/35/6 кВ), «Казармы» (110/10 кВ) и «Де-Фриз» (110/6 кВ), «Пушкинская» (110/10 кВ), «Раздольное 1» (110/10 кВ), «Кипарисово» (110/10 кВ), «Надеждинская-тяга» (110/27 кВ), «Шахта 7» (110/6 кВ).

Вблизи новой ПС «Промпарк» располагаются электрические сети 220, 110 и 35 кВ. Уровень напряжения 27,5 кВ используется в качестве источника электрической энергии для тяги переменного ток, поэтому в проекте не рассматривается.

Особенностью распределительных сетей ПЮЭС является применение на подстанциях напряжения 6 кВ, и только 15 % подстанций имеют напряжение 10 кВ.

Сети 35 кВ, как правило, работают в режиме одностороннего питания, то есть работают как магистральные и радиальные, хотя часть из них выполняется по «мостиковым» и секционированным схемам. Для линий ПЮЭС характерно то, что многие из них состоят из нескольких марок и сечений проводов, что сказывается на пропускной способности всей линии и величине потерь мощности, надёжности электрической сети. Для данных ВЛ пропускная способность определяется наименьшим сечением. Это приводит к перегрузке одних участков сети и недогрузке других, из-за чего повышаются потери электрической энергии.

Таким образом, определены исходные данные для дальнейшего проектирования оптимальной схемы развития электрической сети.

3 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Режим энергосистемы в самом общем виде определяется как совокупность условий, в которых происходит процесс производства, преобразования, распределения и потребления электроэнергии. Энергосистема представляет собой большое число различных, но взаимосвязанных единством производственного процесса элементов, находящихся в том или ином состоянии, каждый из которых влияет на режим энергосистемы в целом.

Основной целью расчетов режимов при проектировании электрических сетей является определение их параметров, характеризующих условия в которых работают оборудование сетей и ее потребители, а также определение потерь напряжения. Результаты расчетов режимов сетей являются основой для оценки качества электроэнергии, выдаваемой потребителям, допустимости рассматриваемых режимов с точки зрения работы оборудования сети, а также выявления оптимальных условий энергоснабжения потребителей.

В магистерской диссертации для расчета режимов работы электрической сети использован программный комплекс RastrWin.

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin используется более чем в 260 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Узбекистана, Беларуси, Молдовы, Монголии, Югославии .

Расчет установившихся режимов необходим для оценки возможности их существования, анализа уровней напряжений в узлах и регулирования напряжения, определения потоков мощности по ВЛЭП и через трансформаторы, а также для определения и анализа потерь мощности в элементах сети и в сети в целом.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. При расчете режимов также использовались значения величин некомпенсированной реактивной мощности.

Перед проведением расчетов по программе подготовили исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной RastrWin3. Для этого нарисовали схему с указанием всех узлов и ветвей и пронумеровали все узлы электрической сети, включая все промежуточные узлы. Для каждого узла определили его номинальное напряжение. Для узлов с синхронными машинами (генераторы) определили активную мощность генерации, пределы регулирования реактивной мощности ($Q_{\min} - Q_{\max}$) и заданный (фиксированный) модуль напряжения ($V_{зд}$). Для линий электропередачи (ЛЭП) определили продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер отражается знаком минус);

Для трансформаторов определили сопротивление $R+jX$, приведенное к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю $G+jB$ и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему. Автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы представили по схеме звезда с промежуточным узлом и тремя ветвями, две из которых имеют коэффициенты трансформации. Определили номер балансирующего узла и его модуль напряжения. В схему замещения входит один балансирующий узел – «Артемовская ТЭЦ», а также нагрузочные узлы. При расчетах нагрузки на подстанциях учитывают, как нагрузки, приведенные к высокой стороне. Для проведения компенсации реактивной мощности, рассчитали проводимость шунтов, которые вычисляются по формуле:

$$Y_r = \frac{Q_{ку}}{U_{ном}^2}, \quad (1)$$

где $Q_{ку}$ – мощность компенсирующих устройств, Мвар;

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

Исходными данными для программы являются заданные узлы и ветви. Также устанавливаем температуру и точность расчета. Ввод схемы начинается с данных по узлам, которое отображают минимальную информацию для каждого узла, а именно его номер и номинальное напряжение. Для узлов нагрузки дополнительно вводим активную и реактивную мощность потребления. Также задаем узлы с генераторами с учетом пределов изменения реактивной мощности. Пример задания узлов приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Задание узлов в программе Rastrwin

№	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
51244	T2 ПС Шахта № 7	6	10	2,5						
51243	T1 ПС Шахта № 7	6	10	2,5						
520421	T1 Де-Фриз	6	0,9	0,3						- 2778
52042	T2 Де-Фриз	6	0,7	0,2						- 2778
51145	Западная Т-1	6	13,2	5,3						
51188	Давыдовка Т-2	6	20	8						
511882	Давыдовка Т-2	6								
51152	Западная Т-2	6	6,2	2,5						
524212	T1 Западная	10	5	2						
520452	T2 Западная	10	5	2,5						
51426	Г6 АТЭЦ	10	9	8,5	89	34,4	10,2	5	62	
51425	Г5 АТЭЦ	10	9	7,8	93	46,3	10,3	5	62	
51184	ПС Давыдовка (СН)	35								
51151	ПС Западная (СН)	35	26,6	12,4						
51187	ПС Давыдовка (СН)	35								
51147	T1 Западная (СН)	35	2,1	1,9						
51242	T-2 Шахта 7	110								
Продолжение таблицы 5										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
51240	Отп. 51240	110								

520401	T1 Де-Фриз	110							
52041	Отп. 52041	110							
51233	Отп. 51233	110							
52045	T1 Казармы	110							
51093	Надеждинская- тяга	110	10,9	10,6					- 5350
511432	T1 Западная	110							
520412	Казармы	110							
51241	Шахта 7 T1	110							
524212	Казармы	110							
51143	Западная	110							
51186	Давыдовка	110							
51185	T2 Давыдовка	110							-
51037	АТЭС	110	73,7	37,9	78,7	23,4			269,9
52040	T1 Де-Фриз	110							
51181	T1-Давыдовка	110							
51144	Западная	110							

В параметрах узла отображается номер, название, расчетный модуль (V) и фаза напряжения, нагрузка (P_n , Q_n), активная генерация (P_g), расчетная реактивная генерация (Q_g), заданные модуль напряжения ($V_{зд}$) и пределы изменения реактивной генерации (Q_{min} , Q_{max}) и мощность шунта ($Q_{ш}$).

При расчетах установившихся режимов с помощью ПВК RastrWin 3.0 линия электропередачи 500, 220, 110, 35, 10, 6 кВ представляется П-образной схемой замещения. Продольная ветвь схемы замещения линии электропередачи включает активное и индуктивное сопротивление. Поперечная ветвь схемы замещения соответствует емкостной проводимости линии на землю. При вводе данных по ветвям задаем номера узлов, ограничивающих ветвь и их активные, реактивные сопротивления и проводимость. Разделение ветвей на ЛЭП и трансформаторы осуществляются программой, проставленному в поле значению коэффициента трансформации. При вводе данных о трансформаторных ветвях важен порядок задания номеров узлов, которые их ограничивают. Пример задания ветвей приведен в таблице 6, 7.

Таблица 6 – Параметры схемы замещения линий

Линия		Нумерация узлов	Длина линии, км	Марка провода	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6	7	8
Т1 Западная	Шахта 7 Т-2	511432 – 51242	6	АС-120/19	0,16	0,25	-1,6
Казармы	Т1 Де-Фриз	520412-52040	11,1	АСКП-120/19	3	4,7	-29,9
Отп. 52041	Казармы Т1	52041-52045	0,13	ПвП2г-185/70	2,75	4,76	-29,5
Казармы	Отп. 520412	524212-520412	0,13	ПвП2г-185/70	2,75	4,76	-29,5
Западная	Т1-Давыдовка	51143-51181	19,45	АС-120/19	3,24	7,5	-55
Отп. 51240	Отп.51161	51240-51161	27,4	АС-150/27,4	1,47	3,11	-20
Западная	Отп. 52041	51143-52041	6,45	АСКП-120/19	1,61	2,75	-17,2
Западная	Казармы	51143-520412	6,45	АСКП-120/19	1,61	2,75	-17,2
Отп. 51233	Кипарисово	51233-51234	0,039	АС-120/19	0,01	0,01	-0,1
АТЭЦ	Шахта 7 Т1	51037-51241	14	М70	1,03	2,18	
Надеждинская-тяга	Западная	51093-51143	16,4	АС-150/19	3,44	6,82	-44,9
Западная	Отп. 51233	51143-51233	20,1	АС-120/19	5	8,58	-53,5
АТЭЦ	Отп. 51240	51037-51240	2,571	АС-150/19	0,51	1,08	-7,4
Отп. 52041	Т1 Де-Фриз	52041-520401	11,1	АСКП-120/19	3	4,7	-29,9
Западная	Отп.51161	51143-51161	6,45	АСКП-120/19	0,4	3,3	-1419
Западная	Отп. 51143	51037-51143	6,45	АСКП-120/19	0,4	3,3	-1419

Таблица 7 – Параметры схемы замещения трансформаторов

Подстанция	Марка трансформатора	Обм.	Нумерация узлов	$R_{тр}, Ом$	$X_{тр}, Ом$	$B_{тр}, мкСм$	Кт/т
1	2	3	4	5	6	7	8
Западная	ТДТН-40000/110	ВН	51143,511432	1,01	36,37	7,9	0,983
		СН	51151,51147	0,61	0		0,335
		НН	51152,51145	0,82	24,83		0,057
Де-Фриз	ТДН - 10000/110	ВН	520401	7,95	139	-5,2	0,057

частности, генерация реактивной мощности емкостью линий является вынужденной.

Реактивная мощность является практически удачной формой учета условий протекания периодических процессов в цепи переменного тока. Поскольку для обеспечения условий их протекания при допустимых параметрах режима приходится применять специальные компенсирующие устройства, то возникает задача их эффективного использования в условиях эксплуатации сети.

При решении этой задачи целесообразно, прежде всего выяснить, с какими дополнительными явлениями связана передача реактивной мощности по элементам сети и какое влияние эти явления оказывают на технико-экономические показатели работы систем электроснабжения.

Как известно, передача реактивной мощности приводит к увеличению потерь напряжения в сети. С передачей реактивной мощности непосредственно связано увеличение нагрузки в соответствующих элементах сети.

Отсюда следует также и увеличение потерь активной мощности в элементах системы электроснабжения, которое должно учитываться в балансе по системе, т. е. компенсироваться соответствующей дополнительной установленной мощностью оборудования электрических станций.

Для анализа режимной ситуации в Приморских электрических сетях 220-110-35 кВ Надеждинского района использовались данные контрольных зимних и летних замеров 2015 года (Приложение А).

3.1 Анализ коэффициентов загрузки линий и трансформаторов

Данный анализ необходим для определения «узких» мест работы сети, то есть трансформаторов и линий, работающих с предельно допустимыми значениями по загрузке и тем самым снижающих надежность и устойчивость электроснабжения, а также вызывающих ограничение технологического присоединения новых потребителей к электрической сети.

Анализ загрузки ВЛ-220, 110, 35 кВ и трансформаторов 220, 110, 35 кВ в режиме максимальных и минимальных нагрузок показан в таблицах 9, 10.

Таблица 9. Плотность токовой нагрузки ВЛ-220, 110, 35 кВ

№	Название линии	Марка провода	Максимальная загрузка линии		Минимальная загрузка линии	
			Нагрузка, А	Плотность, А/мм ²	Нагрузка, А	Плотность, А/мм ²
1	2	3	4	5	6	7
220 кВ						
1.	АТЭЦ - Аэропорт	АС-400/64	270	0,33	268	0,32
2.	АТЭЦ - Владивосток	АС-400/64	262	0,32	256	0,31
110 кВ						
1.	АТЭЦ – Западная с отпайками Кролевцы, Штыково №1	АС-150/24	159	1,06	96	0,64
2.	АТЭЦ – Западная с отпайками Кролевцы, Штыково №2	АС-150/24	158	1,05	93	0,62
3.	АТЭЦ – Шахта-7	М-70	300	4,29	190	2,71
4.	Западная – Шахта-7	АС-120/19 М-70	216	3,09	114	1,63
5.	Надеждинская-тяг - Западная	АС-150/24	46	0,31	63	0,42
6.	Западная – Давыдовка	АС-120/19 М-70	244	3,49	131	1,87
10	Западная – Казармы с отпайкой Де-Фриз №1	АСКП-120	4	0,03	3,4	0,03
11	Западная – Казармы с отпайкой Де-Фриз №1	АСКП-120	0	0,00	0	0,00
35 кВ						

Продолжение таблицы 9						
1	2	3	4	5	6	7
1	Западная – Заводская №1	АС-240	35	0,15	19	0,08
2	Западная – Заводская №2	АС-240	244	1,02	109	0,45
3	Заводская - Угловая	М-70 АС-240	230	3,29	105	1,50
4	Западная - Надеждинская	АС-150/24 М-50	198	3,96	99	1,98
5	Надеждинская – Соловей Ключ	АС-70 АС-95	62	0,89	29	0,41
7	Давыдовка - Тавричанка	М-70 АС-120	300	4,29	131	1,87
8	Тавричанка - Шмидтовка	АС-70	200	2,86	80	1,14
9	Шмидтовка - Надеждинская	АС-70	153	2,19	74	1,06

Анализ плотности токовой нагрузки на ВЛ-220, 110, 35 кВ показал, что:

- на транзитных линиях 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7, Западная – Шахта-7, Западная - Давыдовка значение плотности токовой нагрузки значительно превышает $1,1 \text{ мм}^2/\text{А}$ и составляет в зимний максимум $4,29 - 3,09 - 3,49$ и в летний минимум нагрузок $2,71 - 1,63 - 1,87$ соответственно, что говорит об необходимости замены провода на большее сечение и замены разных марок проводов и их сечений на одинаковую по всей длине. Значения плотности токовой нагрузки по остальным линиям 110 кВ не превышает допустимых при максимальных нагрузках, что говорит об оптимальной загрузке линий как зимой, так и летом;

- на магистральных одноцепных линиях 35 кВ Заводская – Угловая, Западная – Надеждинская, Давыдовка – Тавричанка, Тавричанка – Шмидтовка, Шмидтовка – Надеждинская значение плотности токовой нагрузки превышает $1,1 \text{ мм}^2/\text{А}$ и составляет в зимний максимум нагрузок $3,29 - 3,96 - 4,29 - 2,86 - 2,19$ и в летний минимум нагрузок $1,50 - 1,98 - 1,87 - 1,14 - 1,06$

соответственно, что говорит о необходимости замены провода на большее сечение и замены разных марок проводов и их сечений на одинаковую по всей длине. Значения плотности токовой нагрузки по остальным линиям не превышает допустимых при максимальных нагрузках, что говорит об оптимальной загрузке как зимой, так и летом;

Таблица 10. Коэффициенты загрузки трансформаторов 220, 110, 35 кВ.

№ пп	Наименование ПС	Установленные тр-ры, класс напряжения	Мощность тр-ра	Коэффициент загрузки, max	Коэффициент загрузки, min
1	2	3	4	5	6
220 кВ					
1.	Владивосток	АТ-500/220/10	510	0,46	0,32
2.	Аэропорт	T1 – 220/10 T2 – 220/10	25 25	0,03 0,03	0,03 0,03
110 кВ					
1.	Западная	T1 – 110/35/6 T2 – 110/35/6	40 40	0,73 0,44	0,36 0,24
2.	Казармы	T1 – 110/6 T2 – 110/6	10 10	0,12 0	0,11 0
3.	Де-Фриз	T1 – 110/6 T2 – 110/6	10 10	0,10 0,08	0 0,06
4.	Давыдовка	T1 – 110/35/6 T2 – 110/35/6	25 25	0,66 0,14	0,33 0,08
5.	Шахта-7	T1 – 110/6 T2 – 110/6	16 16	0,60 0,64	0,54 0,48
35 кВ					
1.	Тавричанка	T1 – 35/6 T2 – 35/6	5,6 5,6	0,35 0,76	0,19 0,40
2.	Шмидтовка	T1 – 35/6 T2 – 35/6	2,5 2,5	0,13 0,26	0,04 0,11
3.	Надеждинская	T1 – 35/6 T2 – 35/6	16 16	0,52 0,63	0,29 0,30
4.	Заводская	T1 – 35/6 T2 – 35/6	6 6	0,38 0,19	0,19 0,10
5.	Угловая	T1 – 35/6 T2 – 35/6	10 10	0,78 0,71	0,35 0,33

Анализ коэффициентов загрузки трансформаторов показал, что:

- на одной ПС-110 кВ коэффициент загрузки трансформаторов при максимальной нагрузке превышает допустимое значение 0,7 (ПС Западная T1 –

0,73), что ведет к перегрузке при отключении одного из двух работающих трансформаторов и к износу изоляции самого трансформатора и сокращению срока службы;

- на двух ПС-35 кВ коэффициент загрузки трансформаторов при максимальной нагрузке значительно превышает допустимое значение 0,7 (ПС Тавричанка Т2 – 0,76, ПС Угловая Т1 – 0,78, Т2 – 0,71), что ведет к перегрузке при отключении одного из двух работающих трансформаторов и к износу изоляции самого трансформатора и сокращению срока службы.

3.2 Структурный анализ потерь электроэнергии

Потери электроэнергии в электрических сетях - важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций. Этот индикатор все отчетливее свидетельствует о накапливающихся проблемах, которые требуют безотлагательных решений в развитии, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей, совершенствовании методов и средств их эксплуатации и управления, в повышении точности учета электроэнергии, эффективности сбора денежных средств за поставленную потребителям электроэнергию и т.п. По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5 %. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям.

В зависимости от параметров режима сети потери электроэнергии делятся на нагрузочные (потери в линиях и оборудовании электрической сети, зависящие от нагрузки электрической сети), условно-постоянные (потери, величина которых не зависит или незначительно зависит от параметров режима

сети, и зависящие только от состава включенного оборудования) и потери от низкого качества электроэнергии [10].

Данный анализ необходим для определения участков сети с недостаточной оснащенностью или низкой эффективностью устройств для регулирования напряжения и устройств для компенсации реактивной мощности, а также участков сети с неоптимальной загрузкой линий и трансформаторов.

Данные о потерях активной мощности в режиме максимальных и минимальных нагрузок в сети 110 кВ показаны в таблицах 11, 12.

Рассмотрим нагрузочные и постоянные потери по номинальному напряжению

Таблица 11 – Анализ потерь активной мощности

Режим нагрузок	Суммарные потери (нагрузочные и постоянные)	Нагрузочные потери в ЛЭП	Нагрузочные потери в тр-х	Постоянные потери в ЛЭП	Потери холостого хода в тр-х	Потери в шунтах узлов
max	7,17	4,31	2,08	0	0,60	0,18
min	1,51	1	0,21	0	0,13	0,17

Таблица 112 – Анализ потерь реактивной мощности

Номинальное напряжение	Суммарные потери (нагрузочные и постоянные)	Нагрузочные потери в ЛЭП	Нагрузочные потери в тр-х	Постоянные потери в ЛЭП	Потери холостого хода в тр-х	Потери в шунтах узлов
max	14,85	8,20	42,23	-38,23	6,52	-3,89
min	-32,97	2,67	4,68	-37,56	1,12	-3,89

Таким образом, видим, что большая часть передаваемой мощности, как активной, так и реактивной, возникает в виде нагрузочных потерь в ЛЭП, а также нагрузочных потерь в трансформаторах.

Далее проведем анализ отклонения напряжения в сети. Отклонения напряжения от номинальных значений происходят из-за суточных, сезонных и технологических изменений электрической нагрузки потребителей; изменения мощности компенсирующих устройств; регулирования напряжения

генераторами электростанций и на подстанциях энергосистем; изменения схемы и параметров электрических сетей. Отклонение напряжения определяется разностью между действующим U и номинальным $U_{ном}$ значениями напряжения. В питающих сетях нижние допустимые отклонения напряжений достигают 10—15 %.

Данные об отклонениях напряжения в сети 110, 35, 10, 6 кВ в режиме максимальных и минимальных нагрузках показаны в таблицах 13.

Таблица 13– Отклонение напряжения в узлах 110, 35, 10, 6 кВ

Номер	Наименование	$U_{ном}$	Расчетный модуль напряжения, максимальный режим нагрузок	Угол напряжения	Расчетный модуль напряжения, минимальный режим нагрузок	Угол напряжения
1	2	3	4	5	6	7
51244	Т2 ПС Шахта7	6	6,34	5,66	6,23	1,66
51243	Т1 ПС Шахта7	6	6,34	5,65	6,26	2,65
51145	Западная Т-1	6	6,78	13	6,29	2,81
51152	Западная Т-2	6	6,35	5,81	6,24	2,68
51151	ПС Западная (СН)	35	37,44	6,98	35,98	10,37
51147	Т1 Западная (СН)	35	39,71	13,44	36,71	11,44
51242	Шахта 7 Т-2	110	119,56	8,69	117,51	6,83
51240	Отп. 51240	110	119,6	8,73	117,58	6,89
520401	Т1 Де-Фриз	110	117,86	7,15	117,79	7,08
52041	Отп. 52041	110	118,84	8,03	117,86	7,15
51233	Отп. 51233	110	118,76	7,97	118,35	7,59
52045	Казармы Т1	110	118,59	7,81	118,5	7,73
51228	Раздольное 1	110	116,47	5,89	118,5	7,73
51093	Надеждинская-тяга	110	123,02	11,84	118,53	7,76
511432	Т1 Западная	110	119,5	8,64	118,59	7,81
51161	Отп. 51161	110	119,6	8,72	118,59	7,81
520412	Казармы	110	118,77	7,97	118,76	7,97
51241	Шахта 7 Т1	110	119,55	8,68	118,76	7,97
524212	Казармы	110	118,59	7,81	118,77	7,97
51143	Западная	110	119,52	8,65	118,84	8,03

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7
51185	Т2 Давыдовка	110	118,34	7,58	119,52	8,65
52040	Т1 Де-Фриз	110	117,58	6,89	119,56	8,69
51181	Т1-Давыдовка	110	118,35	7,59	119,6	8,73
51144	Западная	110	119,04	8,22	119,6	8,72

Выводы по разделу 3:

В Надеждинском районе ПЮЭС АО ДРСК по данным контрольных замеров 2015 года в целом наблюдается рост потребления нагрузки на 0,8% относительно контрольных замеров 2014 года.

На 27% ВЛ-110 кВ и 55% ВЛ-35 кВ в режиме зимнего максимума нагрузок плотность токовой нагрузки превышает допустимые значения, что говорит о необходимости замены проводов на большее сечение либо перевод нагрузки на более высокий класс напряжения, для увеличения пропускной способности и снижения технических потерь.

На 20% ПС-110 кВ и на 40% ПС-35 кВ коэффициент загрузки превышает допустимые значения, что приводит к износу изоляции трансформатора и сокращению срока службы, а также ограничению технологического присоединения новых потребителей к электрической сети, и говорит о необходимости либо замены трансформаторов на большую мощность, либо перевод нагрузки на более высокий класс напряжения.

Летом отмечается незначительное снижение нагрузки в сети.

Потери активной мощности в целом по Надеждинскому району составляют 3 % в зимний период, из них 89% - нагрузочные потери (потери в линиях), 8% - условно-постоянные (потери холостого хода трансформаторов). В летний период потери активной мощности уменьшаются и составляют 1%, при этом 80% из них составляют также нагрузочные потери (в линии и трансформаторах), а условно-постоянные потери относительно зимнего периода увеличиваются и составляют 20%. Это связано с резким снижением нагрузки в летний период и значительным увеличением потерь холостого хода

трансформаторов. Основную часть нагрузочных потерь составляют потери в линиях, что говорит о неоптимальной загрузке сети.

Потери реактивной мощности в целом по Надеждинскому району составляют 12% в зимний период, из них 64% -нагрузочные, 36% - условно-постоянные. Условно-постоянные потери реактивной мощности имеют отрицательное значения, что говорит о том, что элементы сети из-за неоптимального распределения нагрузки генерируют реактивную мощность, что связано в первую очередь в отсутствии устройств для компенсации реактивной мощности.

Отклонение напряжения в целом по Приморским электрическим сетям Надеждинского района электрическим сетям находятся в пределах допустимых значений. Отмечается повышение напряжение в летний период в некоторых узлах до 12%, что связано также с отсутствием устройств для компенсации реактивной мощности.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ ТОР НАДЕЖДИНСКИЙ

Проектирование электрической сети – задача комплексная, предполагающая решение технических и экономических вопросов применительно к исходным данным, определяемым техническим заданием на разработку проекта.

Выбор рациональной схемы сети производится на основе технико-экономического сопоставления технически осуществимых вариантов. Сопоставляемые варианты обязательно должны отвечать условиям технической осуществимости каждого из них по параметрам основного электрооборудования, а также быть равноценными по надежности электроснабжения потребителей, в зависимости от категоричности потребителей электроэнергии.

Принципы составления вариантов схем конфигурации электрической сети [44]:

- варианты вычерчиваются в масштабе с учетом длин и количества цепей, длина с учётом коэффициента трассы;
- разработку вариантов следует начинать с наиболее простых, требующих минимальное число трансформаций и наименее сложных РУ ПС;
- обязательно учитывается категоричность потребителей;
- применение двух классов номинального напряжения для разных частей схемы экономически оправдано, если проектируемая сеть состоит из протяжённых ЛЭП и питающегося от неё подрайона, в котором длины линий намного меньше;
- в разомкнутых сетях не должно быть обратных перетоков мощности;
- разветвление электрической сети целесообразно делать на ПС;
- в кольцевых сетях не рекомендуется использовать участки разного номинального напряжения, из-за возникновения уравнивающих токов;
- магистральные и радиальные сети по сравнению с кольцевыми характеризуются большей протяжённостью ВЛ в одноцепном исполнении, но менее сложными схемами ПС, меньшей стоимостью потерь, кольцевые схемы обладают большей гибкостью, надёжностью, но более сложными схемами РУ и большими потерями.

4.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Целью данного пункта является расчёт вероятностно-статистических и режимных характеристик потребителей, используемых при выборе оборудования.

К вероятностно-статистическим характеристиками потребителей относятся:

1. средние активные и реактивные мощности;
2. максимальные мощности;
3. эффективные или среднеквадратические мощности;
4. минимальные мощности.

4.1.1 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{max}}{k_{max}} \text{ МВт}, \quad (2)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \text{ Мвар},$$

где P_{cp}, Q_{cp} - средняя мощность;

T - период;

P_i, Q_i - мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Под *среднеквадратичной (эффективной) мощностью* понимают математическое ожидание квадратов мощности за анализируемый период времени. Эта мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (3)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{cp} \cdot k_{\phi},$$

где $P_{эф}, Q_{эф}$ – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

$$P_{max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (4)$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}),$$

где P_{\max}, Q_{\max} - максимальная мощность;

t_{β} - коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

k_{ϕ} - коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}},$$

где K_3 - коэффициент заполнения.

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [12].

Под *минимальной мощностью* понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для вычисления P_{\min} аналогична вычислению максимальной мощности.

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = P_{cp} \cdot k_{\min}, \quad (5)$$

$$Q_{\min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = Q_{cp} \cdot k_{\phi},$$

где P_{\min}, Q_{\min} - максимальная мощность.

Исходные данные для расчёта взяты по результатам контрольных замеров 2015 года и представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Исходные данные

Наименование ПС	Максимальная	Максимальная реактивная
-----------------	--------------	-------------------------

	активная мощность ПС, МВт	мощность ПС, МВт
1	2	3
Западная	45,7	14,5
Казармы	1,1	0,3
Де-Фриз	1,6	0,6
Давыдовка	21,8	8,5
Надеждинская-тяг	10,9	10,6
Шахта-7	17,3	4,8
Тавричанка	5,7	1,7
Шмидтовка	0,9	0,3
Надеждинская	16,8	5,1
Заводская	3,2	1
Угловая	13,7	4,1

Для определения вероятностных характеристик воспользуемся усредненными коэффициентами: $k_{\phi} = 1,17$, $k_{\max} = 1,2$, $k_{\min} = 0,3$.

Приведём пример расчёта, для ПС Казармы:

$$P_{ср12} := \frac{P_{\max12}}{K_{\max}} = \frac{1,1}{1,2} = 0,917 \text{ МВт}$$

$$P_{эф12} := P_{ср12} \cdot K_{\phi} = 0,917 \cdot 1,17 = 1,07 \text{ МВт}$$

Вероятностные характеристики для всех остальных ПС для зимы и для лета сведены в таблицу 15, подробный расчёт приведён в приложении Б.

Таблица 15 - Вероятностные характеристики ПС

ПС	Время года	Активная мощность				Реактивная мощность			
		$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{\max} , МВт	P_{\min} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{\max} , Мвар	Q_{\min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Западная	Зима	38,08	44,56	-	13,7 1	12,1	14,1	-	4,35
	Лето	18,91	22,13	22,7	6,81	6	7,02	7,2	2,16
Казармы	Зима	0,917	1,073	-	0,33	0,25	0,29	-	0,09
	Лето	0,833	0,975	1	0,3	0,25	0,29	0,3	0,09

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Де-Фриз	Зима	1,333	1,56	-	0,48	0,5	0,59	-	0,18
	Лето	0,5	0,59	0,6	0,18	0,167	0,20	0,2	0,06
Давыдовка	Зима	18,17	21,26	-	6,54	7,08	8,29	-	2,55
	Лето	14,25	16,67	17,1	5,13	2,75	3,28	3,3	0,99
Надеждинская-тяг	Зима	9,083	10,63	-	3,27	8,83	10,6	-	3,18
	Лето	11,42	13,36	13,7	4,11	12,83	15,4	15,4	4,62
Шахта-7	Зима	14,42	16,87	-	5,19	4	4,68	-	1,44
	Лето	9,5	11,12	11,4	3,42	2,833	3,32	3,4	1,02
Тавричанка	Зима	4,75	5,56	-	1,71	1,417	1,66	-	0,51
	Лето	2,5	2,93	3	0,9	0,75	0,88	0,9	0,27
Шмидтовка	Зима	0,75	0,88	-	0,27	0,25	0,29	-	0,09
	Лето	0,25	0,292	0,3	0,09	0,08	0,098	0,1	0,03
Надеждинская	Зима	14	16,38	-	5,04	4,25	4,97	-	1,53
	Лето	7,083	8,287	8,5	2,55	2,083	2,44	2,5	0,75
Заводская	Зима	2,67	3,12	-	0,16	0,83	0,98	-	0,3
	Лето	1,167	1,365	1,4	0,42	0,333	0,39	0,4	0,12
Угловая	Зима	11,42	13,36	-	4,11	3,417	4	-	1,23
	Лето	5,25	6,143	6,3	1,89	1,583	1,85	1,9	0,57

Таким образом, рассчитаны вероятностные характеристики, необходимые для дальнейшего проектирования.

Так как выбор технических решений осуществляется на перспективу, требуется прогнозирование нагрузок на год ввода объектов.

4.1.2 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих подстанций

Данный раздел является базовым, так как от нахождения вероятностных характеристик зависит дальнейший выбор оборудования подстанций, проводов и опор линий электропередач.

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{прог}^{max} = P_{max} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t}, \quad (6)$$

где P_{max} – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,0323 [7].

$t_{прог}$ – год на который определяется электрическая нагрузка;

t – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем $t_{прог} - t$ равным 5.

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов для ПС Западная:

$$P_{max} I 2_{спрог} := 45.7 \cdot (1 + 0.0323)^5 = 53.573$$

Спрогнозированные вероятностные характеристики сведены в таблицу 16. Подробный расчёт приведён в приложении Б.

Таблица 16 – Спрогнозированные вероятностные характеристики ПС

ПС	Время года	Активная мощность				Реактивная мощность			
		$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	P_{min} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар	Q_{min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Западная	Зима	44,64 4	52,23 4	53,57 3	16,07 2	14,1 6	16,6	17	5
	Лето	22,17 6	25,95	26,61 1	7,983	7,03 4	8,2	8,4	2,53
Казармы	Зима	1,075	1,257	1,29	0,387	0,29	0,34	0,35	0,106
	Лето	0,977	1,143	1,172	0,352	0,29	0,34	0,35	0,106
Де-Фриз	Зима	1,563	1,829	1,876	0,56 3	0,586	0,68 6	0,703	0,211
	Лето	0,586	0,686	0,703	0,21 1	0,195	0,22 9	0,234	0,07
Продолжение таблицы 16									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давыдовка	Зима	21,29	24,91	25,6	7,7	8,3	9,71	10	3

		6	7				5		
	Лето	16,70 5	19,54 5	20,05	6	3,2	3,77	3,9	1,16
Надеждинская- тяг	Зима	10,64 8	12,45 8	12,77	3,83	10,35	12,1 1	12,4	3,73
	Лето	13,38 3	15,6	16,06	4,8	15,04	17,6	8	5,4
Шахта-7	Зима	16,9	19,77	20,28	6,08	4,7	5,5	5,6	1,7
	Лето	11,37	13,03	13,36 4	4	3,3	3,8	4	1,2
Тавричанка	Зима	5,57	6,5	6,68	2	1,6	1,9	1,9	0,6
	Лето	2,9	3,43	3,517	1	0,9	1	1	0,3
Шмидтовка	Зима	0,88	1,0	1,05	0,31 7	0,29	0,34	0,352	0,1
	Лето	0,293	0,3	0,352	0,1	0,1	0,11 4	0,117	0,03
Надеждинская	Зима	16,14	19,2	19,7	5,9	4,98	5,83	6	1,8
	Лето	8,3	9,7	9,96	2,9	2,44	2,85	2,9	0,9
Заводская	Зима	3,126	3,66	3,75	1,12 5	0,97	1,14	1,17	0,35
	Лето	1,4	1,6	1,64	0,5	0,39	0,45 7	0,5	0,14
Угловая	Зима	13,38 3	15,66	16	4,8	4	4,7	4,8	1,4
	Лето	6,154	7,2	7,38	2,2	1,85	2,1	2,2	0,7

Таким образом, по исходным данным, мы определили вероятностные и прогнозируемые нагрузки на всех ПС.

4.2 Разработка вариантов конфигурации сети

При разработке возможных вариантов схем электрической сети используются следующие принципы составления вариантов.

- линии не должны пересекаться;
- обязательный учет категорийности потребителей по надежности электроснабжения;
- исключение обратных перетоков мощности в разомкнутых сетях;
- исключение объединения маломощных подстанций с крупными в замкнутых сетях;

- возможное применение простых конфигураций электрических сетей.
- нежелательное применение сложнзамкнутых схем;
- связность сети;
- разветвление электрической сети целесообразно осуществлять в узле нагрузки;
- вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надежности электроснабжения;
- необходимо предусмотреть возможность развития электрических нагрузок в пунктах потребления;
- вариант электрической сети должен быть технически осуществимым.

При построении вариантов необходимо учитывать, что магистральные сети по сравнению с кольцевыми имеют большую протяженность воздушных линий в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ, меньшую стоимость потерь электроэнергии. Кольцевые сети более надежны, гибки, удобны при дистанционном управлении.

При разработке схем учитывается и то, что замкнутые схемы более надежны, а разомкнутые – более экономически выгодные, что немаловажно.

Схемы электрических сетей должны с минимальными затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, безопасность эксплуатации сети, а также возможность её дальнейшего развития и подключение новых потребителей.

Вариант № 1. В первом варианте ПС Промпарк предлагается присоединить существующей сети 110 кВ АО ДРСК путем строительства двухцепной ВЛ-110 Де-Фриз - Промпарк. Длина новой ЛЭП составит 1,96 километра по прямой линии [3], так как более точные данные нам неизвестны, то необходимо учесть поправочный коэффициент 1,18 к воздушной прямой [44]. С учетом вышеизложенного длина двухцепной ЛЭП составит 4,62 км, длина каждой цепи 2,31 км соответственно. Расчеты приведены в Приложении В.

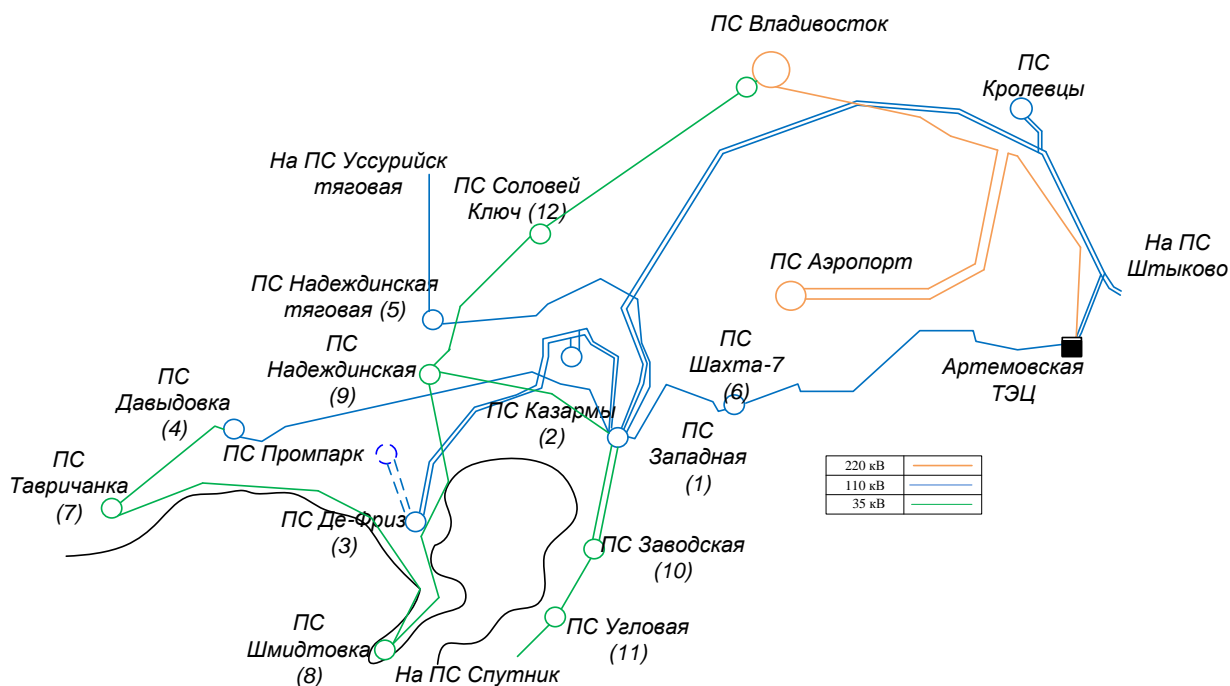


Рисунок 3 – Вариант присоединения ПС «Промпарк» № 1

Двойная радиальная сеть за счет дублирования линии (на одних или разных опорах) обеспечивает резервирование питания потребителей. Эта схема характеризуется равномерной загрузкой обеих ВЛ, что соответствует минимуму потерь, не вызывает увеличения токов КЗ в смежных участках сети, позволяет осуществлять четкое ведение режимов работы сети, обеспечивает возможность присоединения ПС по простейшим схемам.

Так как в варианте №1 сеть выполнена в виде двухцепных резервируемых радиальных линий, применим схему РУ ВН ПС Промпарк - «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (Схема 4Н). На ПС 110/35/10 кВ Промпарк устанавливается два трехобмоточных трансформатора. По способу присоединения к сети ПС Промпарк будет тупиковой с возможностью последующего резервирования потребителей по существующей сети 35 кВ.

Схема соединения электрической сети - разомкнутая радиально-магистральная. Для реализации данного варианта на ПС Де-Фриз потребуется произвести расширение, а именно ОРУ-110 кВ в настоящий момент выполнено по схеме мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со

стороны линии (110-5Н) с возможностью расширения до схемы с одной или двумя системами сборных шин (с обходной системой шин либо без нее)

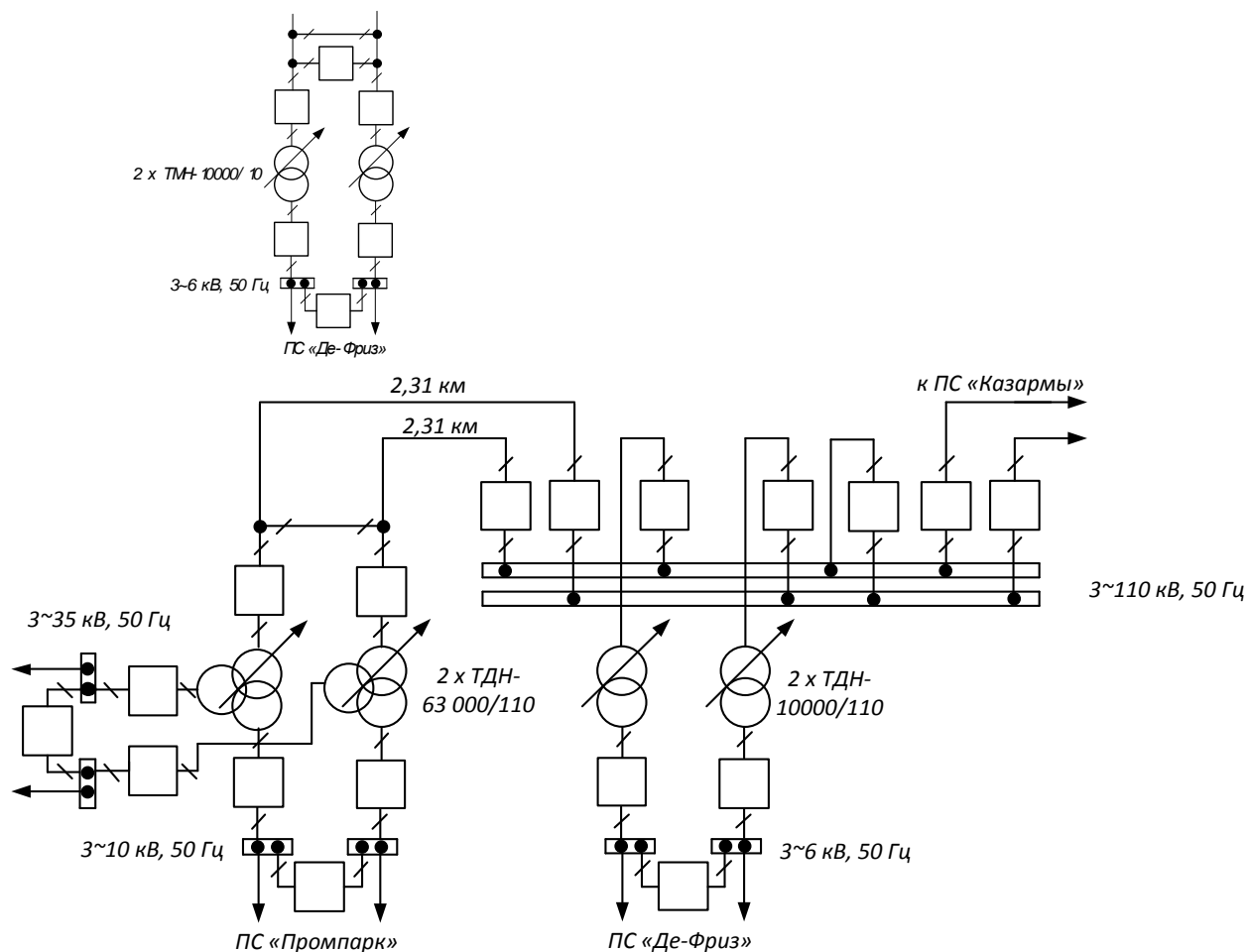


Рисунок 4 – Схема ПС «Де-Фриз» до и после реконструкции

Вариант № 2 ПС «Промпарк» подключается вразрез существующей линии 110 кВ «ПС «Давыдовка» – ПС «Западная» АО ДРСК. На рисунке 5 покажем карту-схему варианта № 2, на рисунке 6 покажем однолинейную схему варианта № 2.

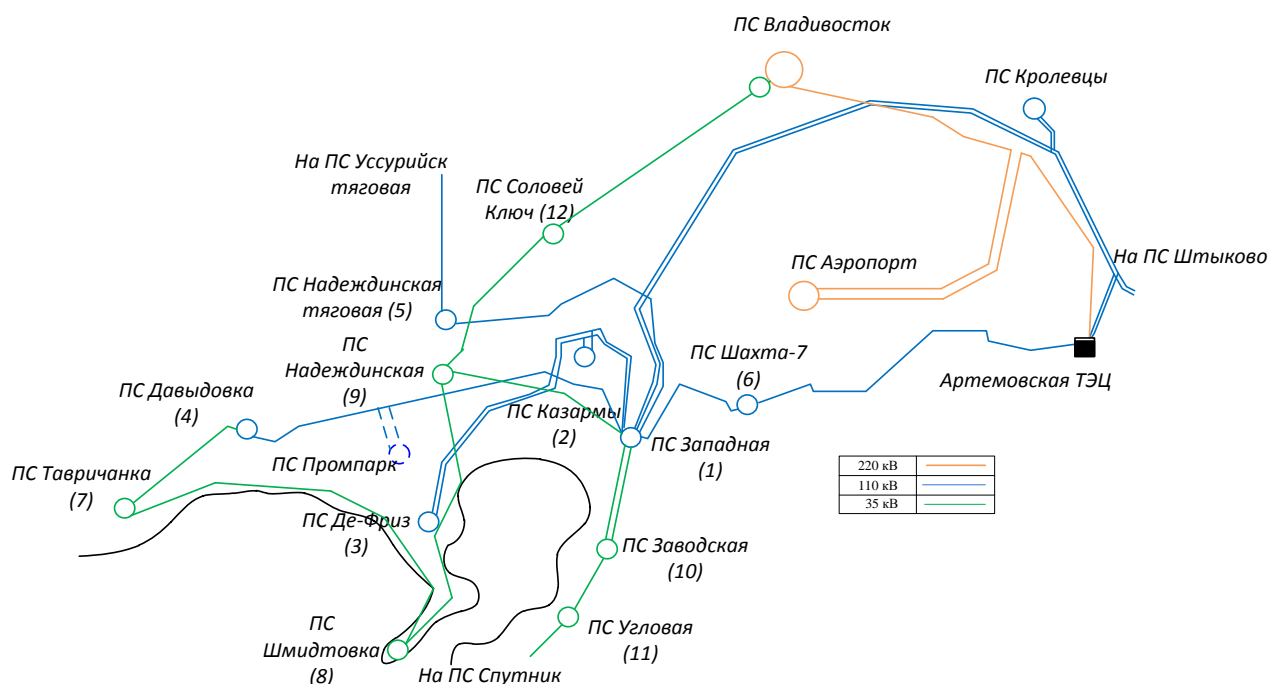


Рисунок 5 – Карта-схема варианта № 2

Достоинством этого варианта является также, как и в первом варианте, за счет дублирования линии обеспечивается резервирование потребителей. В качестве центров питания выбраны ПС-110 Западная и ПС-110 Давыдовка, питание которой осуществляется от источника генерации Артемовской ТЭЦ, что обеспечивает ей очень надежное электроснабжение.

По способу присоединения к сети ПС Промпарк будет проходной. В связи с этим схема РУ ВН ПС Промпарк - «Мостик с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычки со стороны линии» (Схема 5Н). На ПС 110/35/10 кВ Промпарк устанавливается два трехобмоточных трансформатора. По способу присоединения к сети ПС Промпарк будет тупиковой с возможностью последующего резервирования потребителей по существующей сети 35 кВ

Схема соединения электрической сети - магистральная. Для реализации данного варианта потребуется реконструкция ВЛ-110 Западная - Давыдовка.

кВ от ВЛ-500 Лозовая – Владивосток, что обеспечивает ей очень надежное электроснабжение.

Данный вариант подключения позволяет развивать сеть 110 кВ, снизить потери в сети за счет перевода на более высокий класс напряжения, обеспечивает усиление надежности сети 110 и 35 кВ, как показано на однолинейной схеме варианта №3.

Для реализации данного варианта потребуется расширение ПС-500/220 Владивосток на две линейные ячейки 220 кВ.

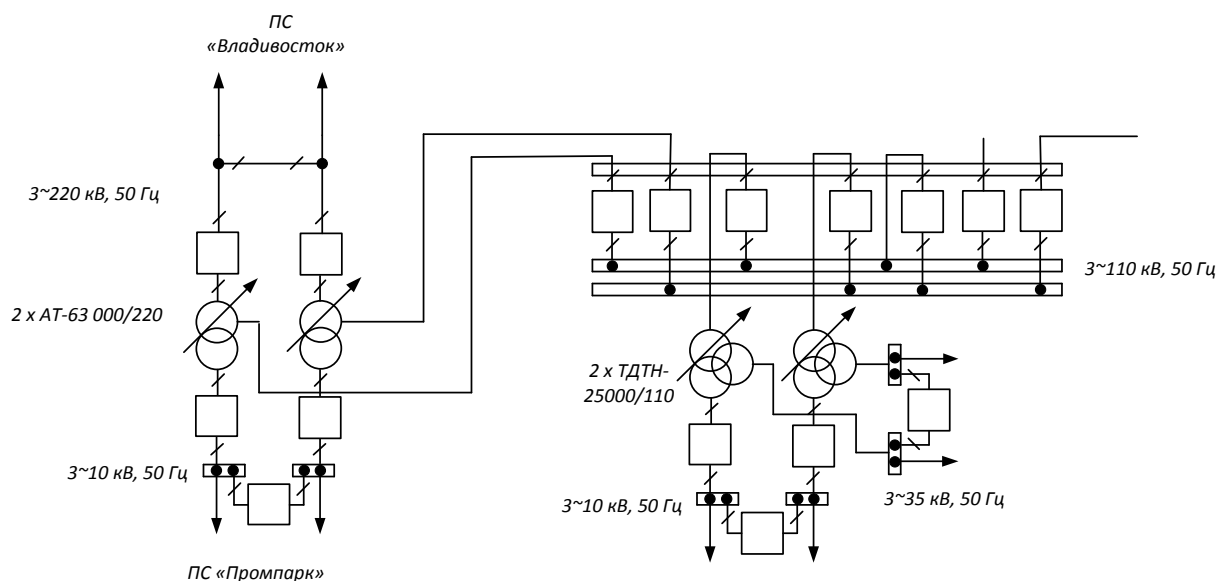


Рисунок 8 – Однолинейная схема варианта № 3

В варианте №4 ПС «Промпарк» планируется присоединить путем строительства новой двухцепной ВЛ 220 кВ «Аэропорт – Промпарк», как показано на рисунке 9. Длина новой линии с учетом поправочного коэффициента составит 32 км.

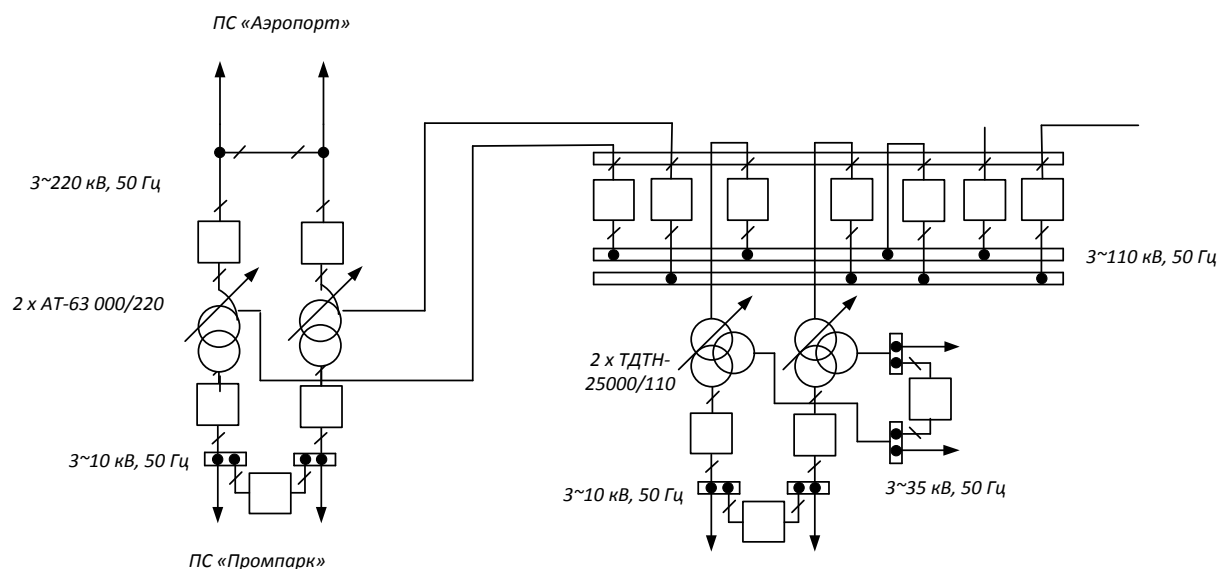


Рисунок 10 – Однолинейная схема варианта № 4

4.3 Выбор класса номинального напряжения

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

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удаленности их от источников питания, их расположения относительно друг друга, от выбранной конфигурации электрической сети, способов регулирования напряжения и др. [8]

В диссертации рассматривается участок реально существующей электрической сети, подключение возможно либо к сети 110 кВ, либо к сети 220 кВ. Рациональное напряжение возможно определить используя следующие эмпирические формулы: Залесского, Стилла и Илларионова.

$$U_{p.i} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_i}}}, \quad (6)$$

где l_{ij} – длина линии, участка сети, на котором определяется напряжение;

P_i – активная мощность передаваемая по рассматриваемому участку сети.

Для дальнейших расчетов введем цифровое обозначение подстанций, согласно задания на курсовой проект.

Проверим возможность подключения ПС «Промпарк» к сети по варианту 1, по формуле Илларионова [15]:

$$U_{p3_12} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{3_12}} + \frac{2500}{\frac{P_{3_12}}{n_0}}}} = 72.421 \quad \text{кВ}$$

По аналогии производим выбор номинального напряжения для всех вариантов, подробная проверка приведена в Приложении В. В вариантах 1,2 присоединения ПС «Промпарк» номинальное напряжение подстанции – 110 кВ, в вариантах 3,4 – 220 кВ.

4.4 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Для этого используются устройства компенсации реактивной мощности.

По максимальной активной и реактивной мощностям зимой на ПС рассчитывается коэффициент мощности и сравнивается с требуемым. После сравнения делается вывод: если расчетный коэффициент мощности больше требуемого, это означает, что на приемнике электроэнергии требуется компенсация реактивной мощности; если расчетный коэффициент мощности меньше требуемого, это означает, что компенсация реактивной мощности не требуется.

Расчетный коэффициент мощности определяется по формуле:

$$\operatorname{tg}(\varphi)_{\text{расч}} = \frac{Q_{\max i}}{P_{\max i}}, \quad (7)$$

где $P_{\max i}$ – максимальная активная мощность ПС;

$Q_{\max i}$ – максимальная реактивная мощность ПС.

Требуемый коэффициент мощности равен 0,4 [6].

Определение суммарной мощности КУ, которую нужно скомпенсировать на шинах 6-10 кВ каждой подстанции, на одну систему шин, определяется по формуле:

$$Q_{\text{КУ}} = \frac{Q_{\max i} - P_{\max i} \cdot \operatorname{tg}(\varphi)}{2}, \quad (8)$$

где $\operatorname{tg}(\varphi)$ – коэффициент реактивной.

По полученной расчётной мощности КУ выбирается тип и количество серийно выпускаемых устройств компенсации реактивной мощности. Критерием выбора типа компенсирующей установки является следующее: если суммарная расчетная мощность КУ меньше 10 МВАр, то выгодно ставить БСК, если 10 МВАр и выше – СК или СТК.

Для дальнейшего выбора сечений ЛЭП требуется знать значение не скомпенсированной реактивной мощности для каждой ПС. Не скомпенсированная реактивная мощность – это мощность, которую требуется передать по ЛЭП до ПС.

Она определяется по следующей формуле:

$$Q_{\text{НЕСК}} = Q_{\max i} - Q_{\text{КУ}}; \quad (9)$$

В таблице 17 покажем расчетные значения коэффициента мощности, подробный расчет показан в Приложении В.

Таблица 17 – Расчетные коэффициенты мощности

Наименование подстанции	Расчетный коэффициент мощности
Западная	0,317
Казармы	0,273
Де-Фриз	0,375
Давыдовка	0,39
Наеждинская тяговая	0,972
Шахта-7	0,277
Тавричанка	0,298
Шмидтовка	0,333
Наеждинская	0,304
Заводская	0,313
Угловая	0,299
Промпарк	0,492

Как наглядно видно из таблицы 17 компенсацию реактивной мощности необходимо произвести на ПС «Наеждинская- тяговая» и ПС «Промпарк». ПС «Наеждинская тяговая» не принадлежит АО «ДРСК» и находится в собственности ОАО «РЖД», точных данных проведена ли там компенсация силами ОАО «РЖД» нет. В диссертации выполним компенсацию для ПС Промпарк.

Проведем выбор компенсирующего устройства для ПС «Промпарк»:

$$Q_{12} := \frac{Q_{max12} - P_{max12} \cdot tg\phi}{2} = \frac{30 - 61 \cdot 4}{2} = 2.81 Mvar$$

Принимаем к установке на ПС «Промпарк» БСК мощностью 3150 кВАр, определяем не скомпенсированную мощность:

$$Q_{неск12} := (Q_{max12} - Q_{ку})30 - 2 \cdot 3.150 = 23.7 \text{ Мвар}^1$$

Проверяем коэффициент мощности после проведения компенсации реактивной мощности:

$$\text{tg}\phi_{12} := \frac{Q_{max12}}{P_{max12}} = \frac{23.7}{61} = 0.387$$

4.5 Выбор силовых трансформаторов

Так как рассматривается реально существующая электрическая сеть, то выбор силовых трансформаторов производим только на вновь вводимой ПС «Промпарк».

Выбираемое количество трансформаторов на подстанции зависит от требований к надежности электроснабжения потребителей и поэтому является технико-экономической задачей. Однако в практике проектирование на подстанциях предусматривается, как правило, установка 2-х трансформаторов. Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной.

Определяем расчетную мощность силового трансформатора по формуле:

$$S_{расчi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{N \cdot \beta_{opt}}, \quad (10)$$

где N – количество трансформаторов

β_{opt} – оптимальный коэффициент загрузки

Оптимальный коэффициент загрузки для однитрансформаторной подстанции составляет 0,85, для двух трансформаторной 0,7.

Определим расчетную мощность трансформатор ПС «Промпарк»:

$$S_p := \frac{\sqrt{P_{cp12}^2 + Q_{неск_12}^2}}{2 \cdot 0.7} = 40.062 \text{ кВ}$$

Для вариантов 1,2 выбираем ближайший серийно выпускаемый трансформатор имеет номинальную мощность 40 МВА, для вариантов 3,4 – 63 МВА.

Проверяем выбранные трансформаторы по коэффициенту загрузки при номинальном и после аварийном режиме.

$$K_{з.нi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{2 \cdot S_{номi}}, \quad (11)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

$K_{з.н}$ – коэффициент загрузки при номинальном режиме.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен находиться в пределах от 0,65 до 0,7.

Проверим коэффициент загрузки для трансформаторов ПС «Промпарк»:

$$K_{з12} := \frac{\sqrt{P_{ср12}^2 + Q_{неск_12}^2}}{40 \cdot 2} = 0.701$$

$$K_{з34} := \frac{\sqrt{P_{ср12}^2 + Q_{неск_12}^2}}{63 \cdot 2} = 0.445$$

Принятые к установке силовые трансформаторы типа ТДТН-40000/110 для вариантов 1,2 и АДЦТН-63000/220 для вариантов 3,4 прошли проверку по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режиме.

4.6 Выбор сечений проводов ЛЭП

Критерием для выбора сечения проводников ВЛ и КЛ является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводников производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по

нормируемым обобщенным показателям для дальнейшего анализа. Причем, нормировать следует экономические токовые интервалы каждой марки провода для ВЛ разных напряжений. [31]

Суммарное сечение проводников ВЛ принимается [31] в зависимости от расчетного тока I_p , номинального напряжения линии, материала и количества цепей опор, района по гололеду и региона страны.

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются: для линий основной сети – расчетные длительные потоки мощности; для линий распределительной сети – совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы.[36]

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети. Значение I_p определяется по выражению

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (12)$$

где I_5 - ток линии на пятом году ее эксплуатации;

α_i - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_m и ее значение в максимуме ЭЭС (определяется коэффициентом K_M).

Введение коэффициента α_i учитывает фактор разновременности затрат в технико-экономических расчетах. Для ВЛ 110—220 кВ принимается $\alpha_i=1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Значение K_M принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии. Усредненные значения коэффициента α_T принимаются по данным табл. 43.6.[36]

Для определения тока на 5 год эксплуатации мы изначально при проектировании спрогнозировали нагрузки в разделе 4. Таким образом, мы уже оперируем прогнозируемыми нагрузками. Тогда для нахождения тока на пятом году эксплуатации нам необходимо

$$I_5 = \frac{\sqrt{(P_{\max}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_c}, \quad (13)$$

где P_{\max}^3 - максимальная зимняя(прогнозируемая) активная мощность ПС;

$Q_{\text{неск}}$ - некомпенсированная зимняя (прогнозируемая) реактивная мощность ПС;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение линии;

n_c - количество цепей в линии.

Для Приморского края принимается 4 район по гололёду [4].

Для всех вариантов представим расчётные сечения на головных участках и длительно допустимые токи для выбранных сечений. По длительно допустимым токам производится проверка по условию нагрева проводов. То есть, если ток в линии в послеаварийном режиме меньше, чем длительно допустимый, то данное сечение провода можно выбрать для данной линии. Выбранные сечения на головных участках приведем в таблице 18 и 19.

Таблица 18 – Сечения проводов на проектируемых ветвях для первого и второго варианта (110 кВ)

Наименование ВЛ	Рвл, МВт	Qнеск, Мвар	I, А	ША, А	Марка провода	Текущая марка провода	Замена провода
1	2	3	4	5	6	7	8
Вариант №1							
Промпарк – Де-Фриз	61	23,7	180	361	АС-120	-	-
Западная – Де-Фриз - с отп Казармы	63,7	24,5	161	322	АС-120	АС-120	не требуется

Продолжение таблицы 18							
1	2	3	4	5	6	7	8
АТЭЦ – Шахта-7 - Западная	126,7	43,8	203	406	АС-150	М-70, АС-120	требуется
Вариант №2							
Западная – Промпарк - Давыдовка	82,8	32,1	210	420	АС-150	М-70, АС-120	требуется
АТЭЦ – Шахта-7 - Западная	145,8	51,4	251	503	АС-185	М-70, АС-120	требуется

Таблица 19 – Сечения проводов на проектируемых ветвях для третьего и четвертого варианта (220 кВ)

Наименование ВЛ	Рвл, МВт	Qнеск , Мвар	I, А	ША, А	Марка провода	Текущ- ая марка провода	Замена провода
Вариант №3							
Владивосток - Промпарк	61	23,7	90	180	АС-300	-	-
Вариант №4							
Аэропорт - Промпарк	61	23,7	90	180	АС-300	-	-

4.7 Выбор двух конкурентно способных вариантов развития электрической сети

Таблица 20 – Сравнение вариантов по суммарной длине линий в одноцепном исполнении и суммарному количеству выключателей

№ Варианта	1	2	3	4
L_{Σ} , км, 110 кВ	2 x 2,31 = 4,62	19,45		
L_{Σ} , км, 220 кВ			2 x 30 = 30	2 x 32 = 64
N_Q 110 кВ	4	4		
N_Q 220 кВ			4	4

Варианты 1,2 не прошли проверку на пропускную способность головных участков, в связи с чем требуется замена провода на большее сечение в первом варианте на участке длиной 20 км, во втором варианте на участке длиной 39,45 км. Кроме того, потери электроэнергии при передаче требуемой мощности в первых двух вариантах в два раза больше, чем в вариантах 3, 4.

Учитывая, что отдельные участки существующей сети уже перегружены и дальнейшее увеличение нагрузки может привести к значительным увеличениям потерь мощности, для дальнейшего развития сети и повышения надежности существующей сети целесообразно перевод ее на более высокий класс напряжения.

Таким образом, для дальнейшего анализа оставляем 3, 4 варианты.

4.8 Технико-экономический анализ вариантов

Основная цель технико-экономических расчетов в проекте – определение оптимальных параметров и схемы электроснабжения заданных потребителей.

Для экономического анализа различных технических решений и выбора среди них оптимального важное значение имеет применение правильных экономических показателей и методов технико-экономических расчетов. С этой точки зрения необходимо ознакомиться с технико-экономическими показателями электрических систем.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (14)$$

где E – норматив дисконтирования;

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Норматив дисконтирования составляет 0,1 [15].

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети включают в себя капиталовложения на сооружения подстанций и воздушных линий электропередач:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (14)$$

Капиталовложения на сооружения подстанций состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов, компенсирующих устройств, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли, определяется по формуле:

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

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависит от мощности и номинального напряжения;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, зависящая от мощности;

$K_{ОРУ}$ – стоимость открытого распределительного устройства, зависящая от схемы РУ, номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат зависящая от тех же показателей что и стоимость ОРУ.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции по сравнению с базисными ценами 2000 года $K_{инф} = 8,23$. Коэффициент инфляции принят согласно письма Минстроя России № 4688-ХМ/05 от 19 февраля 2016 года.

Капиталовложения для строительства ВЛЭП рассчитываются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l_{ij}, \quad (17)$$

где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;

l_{ij} – длина ВЛЭП.

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя: издержки на эксплуатацию и ремонт, издержки на амортизацию, стоимость потерь электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

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

где $\alpha_{тэоВЛ}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ;

$\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС.

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (19)$$

Срок службы оборудования составляет 20 лет.

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (20)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Для Приморского края удельная стоимость потерь электроэнергии равна 1609 руб. за Мвт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах.

Рассчитаем капиталовложения на строительство ПС и ВЛ:

$$K_3 := k_{220} \cdot L_{\text{вар}3} \cdot k_{\text{инф}} = 1083891 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ПС}3} := K_{\text{тр.пс}3} + K_{\text{пост.}3} + K_{\text{ку.}3} + K_{\text{ору.}3} = 635181.113 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{о}63} := K_{\text{ПС}3} + K_{\text{ВЛ}3} + K_{\text{ИП}} = 1966082.113 \quad \text{тыс.руб}$$

Рассчитаем издержки на эксплуатацию и ремонт [15]:

$$U_{\text{ЭР.}3} := \alpha_{\text{р}э\text{овл}} \cdot K_{\text{ВЛ}3} + K_{\text{ПС}3} \cdot \alpha_{\text{р}э\text{опс}220} = 39795.883 \quad \text{тыс.руб.}$$

Рассчитаем амортизационные издержки и издержки потерь:

$$U_{\text{АМ.}3} := \frac{K_{\text{о}63}}{T_a} = 98304.106 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$\Delta W_3 := \Delta W_{\text{ВЛ.}3} + \Delta W_{\text{ТР}3} + \Delta W_{\text{бк}3} + \Delta W_{\text{кор}3} = 11382.063 \quad \text{кВт*ч}$$

$$U_{\Delta W.3} := \Delta W_3 \cdot C_{\Delta W} = 18211.301 \quad \text{тыс.руб.}$$

Определим приведенные затраты:

$$Z_3 := E \cdot K_{\text{о}63} + U_3 = 352919.5 \quad \text{тыс.руб.}$$

Расчеты для 4 варианта производятся аналогично, подробный расчет приведен в Приложении Г.

Сравнительные результаты расчеты сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Сравнение вариантов, тыс. руб.

Вариант сети	Капиталовложения ПС	Капиталовложения ВЛ	Капиталовложения	Издержки	Приведенные

			суммарные		затраты
3	635181	1084001	1966082	156311	352920
4	635181	1156260	2038341	161556	365390

Как видно из приведенных выражений, строительство сети по варианту № 3 является наиболее выгодным.

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПС «ПРОМПАРК»

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

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- категоричность приемников электрической энергии;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;
- уровни токов короткого замыкания.

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования:

- надежность работы, с точки зрения обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей первой категории;
- экономичность принимаемого варианта;
- гибкость и удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и др.

На высокой стороне подстанции установлены два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (схема №220-4Н)

На стороне среднего и низкого напряжения установлена одна секционированная система шин.

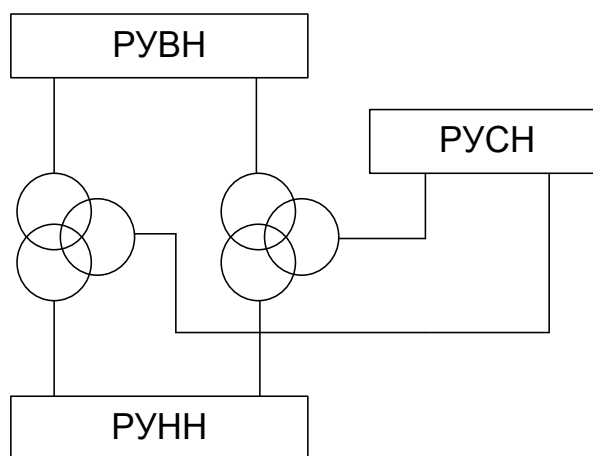


Рисунок 1 – Структурная схема подстанции

Схема одной системы сборных шин проста и наглядна. Источники питания и линии 10 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. Вследствие однотипности и простоты операций с разъединителями аварийность из-за неправильных действий дежурного персонала мала. Схема с одной системой шин позволяет использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию и уменьшить время сооружения электроустановки. Есть и недостатки – это необходимость полностью снять напряжение со сборных шин при ремонте сборных шин и шинных разъединителей, короткое замыкание на сборных шинах также вызывает отключение источников питания, т.е. прекращается электроснабжение потребителей.

На данном этапе проектирования ПС Промпарк выбор оборудования проведем на напряжении 220 кВ и 10 кВ , так как развитие сетей 110 и 35 кВ будет являться уже вторым этапом, после ввода в работу ПС Промпарк на класс напряжения 220 кВ .

5.1 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить [45]:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся RastrKZ в составе ПВК «RastrWin3». Программный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПК «RastrWin3». Основной является схема замещения прямой последовательности. Необходимые данные были получены и внесены в ПВК в предыдущем пункте. Все исходные данные хранятся в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в коллекцию «несимметрия» [46].

Несимметрия рассчитывается по данным шаблона «динамика.rst» с заданной информацией по параметрам схем прямой последовательности. Расчет запускается по нажатию на кнопку с молнией.

Неотъемлемым этапом расчета любого несимметричного режима является составление схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Следует отметить, что эти вопросы проще всего решаются именно для прямой последовательности. Схема замещения по форме практически полностью повторяет схему замещения для расчета симметричного трехфазного КЗ.

Для расчета потребуются параметры схемы замещения, которые определяются по введенным ниже формулам.

Сопротивление генератора:

$$X_z = X_d'' \cdot \frac{U_{cpn}^2}{S_n} \quad (21)$$

где X_d'' - переходное сопротивление генератора;

U_{cpn}^2 - квадрат среднего напряжения;

S_n - номинальная мощность генератора.

ЭДС генератора:

$$E = E_d'' \cdot U_n \quad (22)$$

где E_d'' - переходная ЭДС генератора;

U_n - номинальное напряжение.

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное, по которому согласно ПУЭ, проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие их значения:

$I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$i_{yд}$ - ударный ток короткого замыкания;

i_a - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Полученные результаты расчета в ПВК «RastrWin3» приведены в таблице 22. Подробный расчет токов короткого замыкания приведен в Приложении Д.

Таблица 22 – Токи периодической составляющей ПС Промпарк

Напряжение	$N_{vз}$	Тип	$I_{по}$
220	2	3ф	2,6
220	3	3ф	2,6
10	8	3ф	10,55
10	9	3ф	9,9

Схема с изображением точек К1, К2, К3, К4 представлена на рисунке 9.

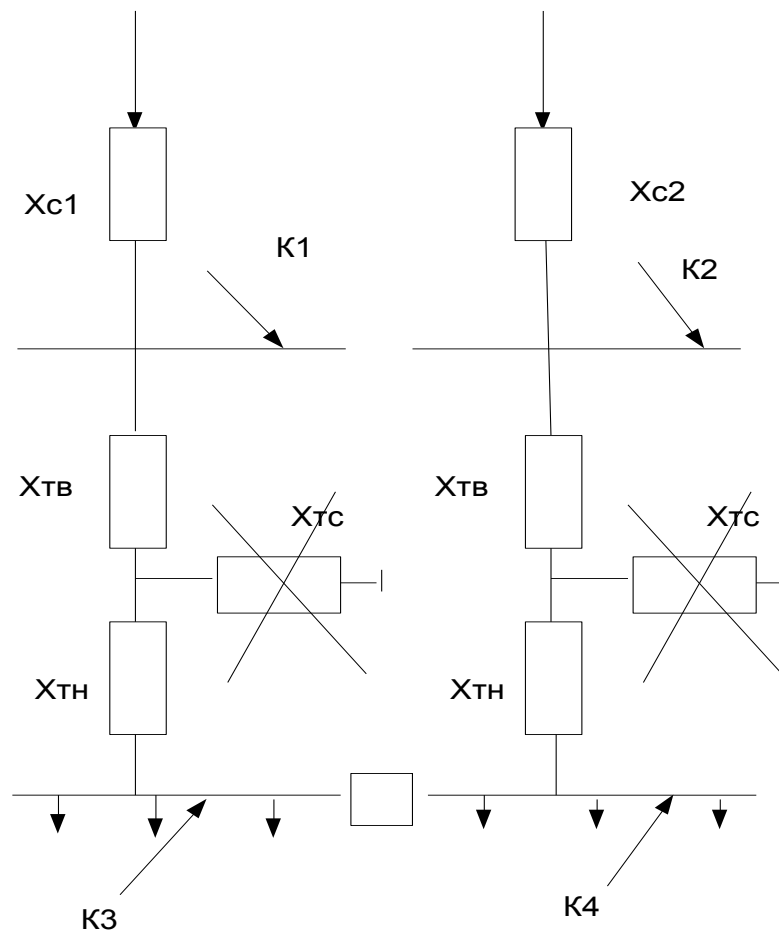


Рисунок 9 – схема ПС с точками КЗ

Рассчитаем ударные токи во всех точках по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{K3}^{m.i} \quad (26)$$

где $k_{y\partial}=1,4$ – ударный коэффициент.

$$i_{y\partial 1} := \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,6 = 5,148 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 1} := \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,6 = 5,148 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 3} := \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 10,55 = 20,8 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 4} := \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 9,9 = 19,601 \text{ кА}$$

Полученные значения приведём в таблицу 23

Таблица 23 – Токи короткого замыкания

	I_{K3}	$I_{По}$	$K_{уд}$	$i_{уд}$
<i>K1</i>	2,6	3,68	1,4	5,15
<i>K2</i>	2,6	3,68	1,4	5,15

<i>K3</i>	10,55	14,91	1,4	20,89
<i>K4</i>	9,9	14	1,4	19,60

Для выбора электрических аппаратов необходимо также знать рабочие максимальные токи.

Рабочий ток на подстанции в нормальном режиме работы определяется по формуле:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (27)$$

Рабочий ток на шинах 220 кВ:

$$I_{\text{раб1}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 165 \text{ A}$$

Рабочий ток на шинах 10 кВ:

$$I_{\text{раб2}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3637 \text{ A}$$

В аварийном режиме работы, то есть в таком режиме, когда в работе находится один автотрансформатор из двух, рабочий ток будет равен удвоенному току в нормальном режиме работы:

$$I_{\text{раб.макс1}} = 2 \cdot I_{\text{раб1}} = 2 \cdot 0,165 = 0,33 \text{ кА} \quad (28)$$

$$I_{\text{раб.макс2}} = 2 \cdot I_{\text{раб2}} = 2 \cdot 3,637 = 7,274 \text{ кА}$$

Полученных значений токов короткого замыкания и рабочих максимальных токов достаточно для выбора электрических аппаратов.

5.2. Выбор основного силового оборудования

Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам $K.З.$

Для установки в *ОРУ 220 кВ* выбираем элегазовый баковый выключатель типа ВГБ-220.

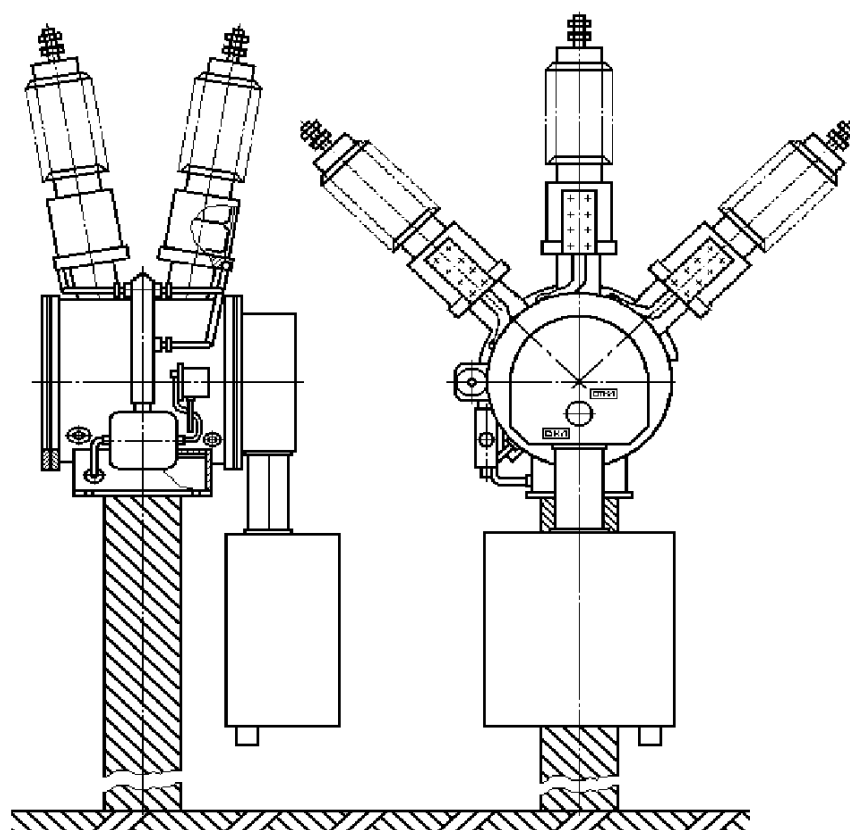


Рисунок 3 – Выключатель наружной установки ВГБ-220-40

Выключатель серии ВГБ-220 со встроенными трансформаторами тока предназначен для выполнения включений и отключений при заданных условиях в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 220 кВ. Используются встроенные трансформаторы тока для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{K3}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (29)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя, принимаем $t_{откл} = 0.055 \text{ с} + t_{ср.рел.защиты} = 3 \text{ с}$, итого $3,055 \text{ с}$;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, $T_a = 0,011 \text{ с}$.

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока К.З. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{0.52}{100} \cdot 40000 = 29.416 \quad (30)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 0.52$.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 24.

Таблица 24 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Условия выбора	Каталожные данные
$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$	$U_H = 220 \text{ кВ}$

$I_{P\text{MAX}} = 165 \text{ A}$	$I_P \leq I_H$	$I_H = 2000 \text{ A}$
$i_{UD} = 5,15 \text{ кА}$	$I_{UD} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$B_K = 141 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{\text{ПО}} = 3,68 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$	$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$
$I_{\text{ПО}} = 3,68 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$	$I_{\text{ОТКЛ}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{ат}} = 0,677 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$	$i_{\text{АНОМ}} = 29,416 \text{ кА}$

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

Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (*КРУ*) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение *КРУ* позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. *КРУ* безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для *КРУ 10 кВ* применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

В нашем случае рационально принять *КРУ* серии *USN –150*. Ячейка *КРУ* «бронированного» типа («металкляд») состоит из трех изолированных высоковольтных отсеков со средним расположением выкатного элемента кассетного типа, универсальна в использовании компонентов и комплектующих любых производителей (выключатели, реле защит, измерительные трансформаторы). Специальная лабиринтная конструкция элементов ячейки («двойной лабиринт») обеспечивает полную безопасность обслуживающего персонала в случае возникновения электрической дуги.



Рисунок 10 – Общий вид *ПУ* с камерами USN–150

Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. В верхней и нижней частях тележки расположены подвижные разъединяющие контакты, которые при вкатывании тележки в шкаф замыкаются с шинным и линейным неподвижными контактами. При выкатывании тележки с предварительно отключенным выключателем разъемные контакты отключаются, и выключатель при этом будет отсоединен от сборных шин и кабельных вводов. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить размеры шкафа по сравнению со сборными *ПУ*, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

Выкатная тележка может занимать три положения: рабочее (тележка находится в корпусе шкафа, первичные и вторичные цепи замкнуты); испытательное (тележка в корпусе шкафа но первичные цепи разомкнуты, а вторичные замкнуты); ремонтное (тележка находится вне корпуса шкафа, первичные и вторичные цепи разомкнуты). На выкатной тележке монтируются

трансформаторы напряжения, разрядники, силовые предохранители, разъемные контакты соединений главной цепи.

Отсек сборных шин устанавливается на корпусе шкафа. Верх отсека имеет поворотную крышку для монтажа сборных шин сверху (после полной установки всех шкафов). Сборные шины связаны с разъединяющим контактом шинами через проходные изоляторы.

Ячейки устанавливаются над кабельным каналом на специальном фундаменте и крепятся с помощью анкерных болтов без необходимости применения закладных элементов в фундаменте.

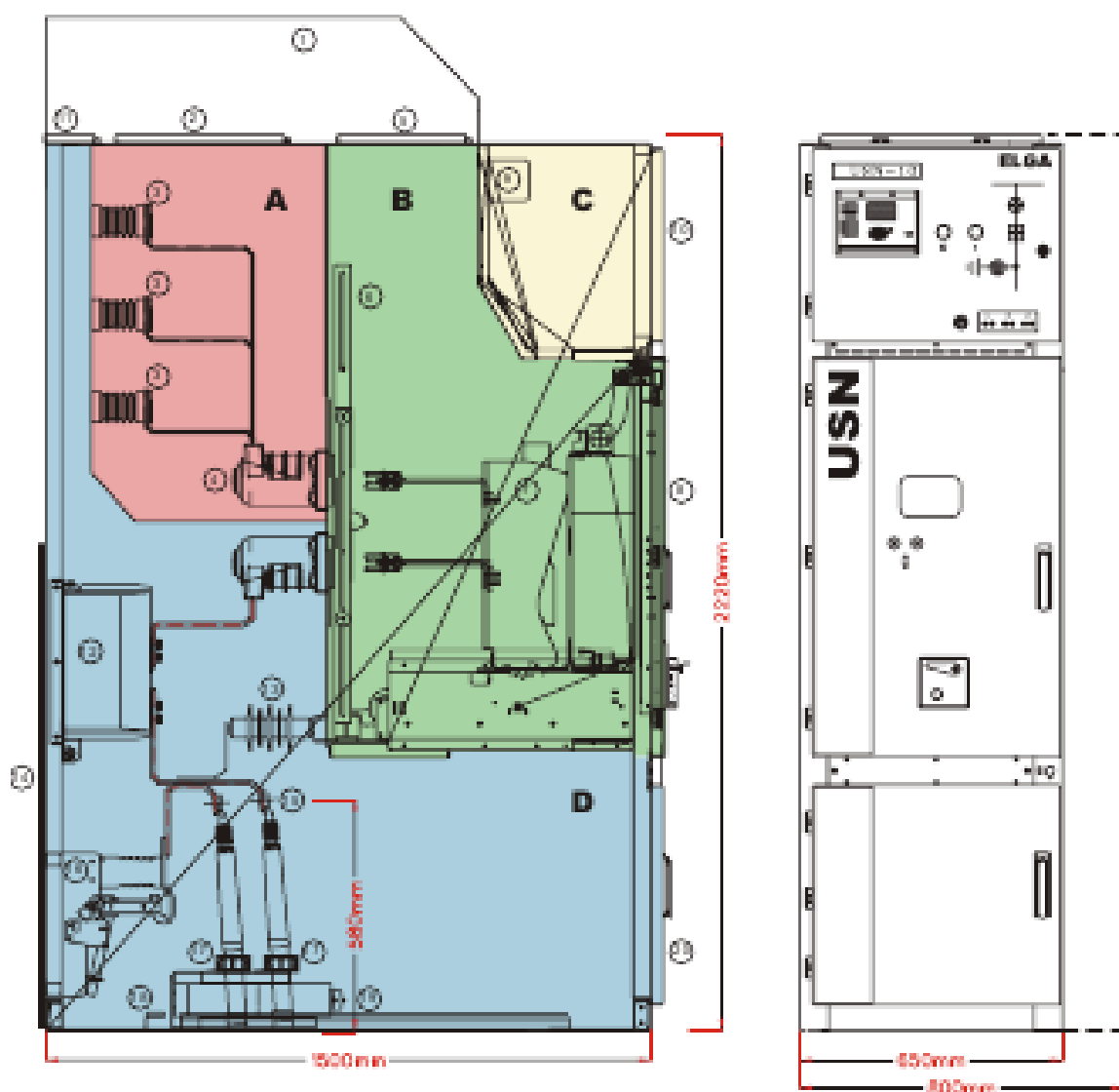


Рисунок 11 – разрез ячейки USN-150 и общий вид (А – отсек магистральных шин, В – отсек выкатного элемента, С – отсек релейной защиты и автоматики, D – кабельный отсек)

Таблица 25 – Основные параметры шкафа КРУ серии USN-150

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150, 4000
Номинальный ток отключения, кА	16, 20, 25, 31,5, 40, 50
Термическая стойкость (3с), кА	16, 20, 25, 31,5, 40, 50
Электродинамическая стойкость, кА	40, 50, 63, 80, 100, 125
Тип выключателя	LF – 3
Тип привода к выключателю	Электромагнитный и пружинный
Габариты шкафа, мм: Ширина / глубина / высота	800/1500/2200

Для установки в КРУ 10 кВ выбираем элегазовый выключатель LF – 3. Он встраивается в комплектное распределительное устройство напряжением 10 кВ серии USN–150, предназначенное для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты. Сравнение каталожных и расчетных данных в таблице 26

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Условия выбора	Каталожные данные
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{Pmax} = 3637 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$	$I_H = 4000 \text{ А}$
$I_{уд} = 20,89 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$	$I_{ВКЛ} = 102 \text{ кА}$
$B_T = 61,53 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_T$	$B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{ПО} = 14,91 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$	$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$
$I_{Пт} = 14,91 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$	$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$
$I_{кт} = 0.447 \text{ кА}$	$I_{кт} \leq i_{АНОРМ}$	$i_{АНОРМ} = 79.9 \text{ кА}$

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

Выбор разъединителей

Выбор разъединителей проводится, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На стороне ВН ПС Промпарк выбираем разъединители РДЗ.1-220/1000 ХЛ1 и РДЗ.2-220/1000 ХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами. Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 27.

Таблица 27 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{расч}$	$U_{расч} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{pmax}$	$I_{pmax} = 165 \text{ А}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 5,15 \text{ кА}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_k$	$B_k = 141 \text{ кА}^2\text{с}$
Переносные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_k$	$B_k = 141 \text{ кА}^2\text{с}$

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

Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

– по току:

$$I_{норм} \leq I_{ном}$$

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости.

$$i_{y\partial} = K_{\partial\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ}}$$

где $K_{\partial\partial}$ – кратность электродинамической стойкости, справочная величина;

$I_{\text{НОМ}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;

- по термической стойкости

$$B_k \leq (K_m \cdot I_{\text{НОМ}})^2 \cdot t_m$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная,
 t_m – время термической стойкости, величина справочная;

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2.$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов R_K :

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_K$$

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

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	РА194I-2К4Т	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 302	9	9	9
ИТОГО		24	14	24

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ном} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K),$$

На стороне ВН встроенные в выключатель трансформатор тока ТВ - 220УХЛ1.

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k,$$

где $r_{ПР}$ - сопротивление проводов;

$Z_{2ном} = 19$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

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

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{24}{1^2} = 24 \text{ Ом},$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом. Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, (31)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;
 $\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Таблица 29 – Зависимость длины проводов от номинального напряжения

$U_H, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
10	4–6
35	60–75
110	75–100

В результате получим

$$S = 2,468 \text{ мм}^2$$

Выберем кабель марки *АКРНГ4*-х жильный с сечением 4 мм^2 .

Контрольный кабель с резиновой изоляцией; оболочка – пластикат;
 броня – две стальные ленты; защитный покров – пропитанная кабельная пряжа

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (32)$$

$$r_{np} = 0,860 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 24,75 \text{ Ом}$$

Выберем трансформатор тока на стороне высокого напряжения

Таблица 30 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 42 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 30 \text{ Ом}$	$Z_2 = 24,75 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,15 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 141 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq V_K$

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТЛК – 10-3.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С.

Определим сечение проводов по формуле, для $l = 60 \text{ м}$:

$$r_{np} \text{ определяется по выражению, для } R_{2доп} = 1.2$$

$$r_{np} = R_{2ДОП} - \sum R_{ПРИБ} - R_K = 0.86 \text{ Ом}$$

В результате получим:

$$S = 1.974 \text{ мм}^2$$

Выберем провод марки АКРНГ 4-х жильный с сечением 4 мм²

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = 0.86 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно, по формуле:

$$Z_2 = 1,08 \text{ Ом}$$

Таблица 31 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 4000 \text{ А}$	$I_P = 3637 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,08 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,89 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I^2_{Т} \cdot t_{Т} = 2700 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 61,53 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{Т} \cdot t_{Т} \geq B_K$

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

Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ},$$

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

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

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (10 кВ) устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 32.

Таблица 32 - 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	$S_{2Н} \geq S_{2расч}$

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

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 220 УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 33.

Таблица 33 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	Число приборов	S_{Σ} , ВА
Амперметр	РА 194I	4	3	12
Вольтметр	ЩП 120П-4,0- 220 ВВУ	5,5	3	16,5
Частотомер	СС 3020-Н	4	1	4
Ваттметр	СТ 3021-5	5	3	15
Варметр	СТ 3021-5	5	3	15
Фазометр	Д5781	5	3	15
Счетчик	СЕ302	9	8	72
Итого				149,5

$S_p=149,5$ ВА

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 12.

Таблица 12 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные	Расчетные данные	Условия выбора
------------	------------------	----------------

данные		
$U_{HT} = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_P = 149,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

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

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 10 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 34.

Таблица 34 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{обм}, \text{ ВА}$	Число приборов	$S_{\Sigma}, \text{ ВА}$
Амперметр	РА 194I	4	3	12
Вольтметр	ЩП 120П-4,0-220 ВВУ	5,5	3	16,5
Частотомер	СС 3020-Н	4	1	4
Ваттметр	СТ 3021-5	5	3	15
Варметр	СТ 3021-5	5	3	15
Фазометр	Д5781	5	3	15
Счетчик	СЕ302	9	8	72
Итого				149,5

$$S_P = 149,5 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя 10 кВ представлено в таблице 35.

Таблица 35 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_P = 149,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

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

Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 220/154/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 220 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжен сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
220	192	154	10	40

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжен сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	15	12	10	24

Для регулирования напряжения на стороне 110 кВ используются встроенные в автотрансформатор РПН с пределом регулирования $\pm 6 \cdot 2\%$.

Для регулирования напряжения на стороне 10 кВ используется линейный регулировочный трансформатор ЛТДН-40000/10 с пределом регулирования $\pm 10 \times 1,5\%$. Установка конденсаторных батарей дает эффект по снижению падения напряжения при значениях $\cos \phi$ 0,7-0,8, что характерно для промышленной нагрузки и добывающих предприятий. При этом эффект регулирования напряжения достигает 5%. Для коммунально-бытовой нагрузки, характеризующейся значениями $\cos \phi$ 0,95-0,98, установка конденсаторных батарей малоэффективна. Установка линейных вольтодобавочных трансформаторов обеспечивает регулирования напряжения в пределах $\pm 15\%$ и не требует столь больших затрат, по сравнению с реконструкцией ВЛ. Монтаж и пуско-наладка не требуют длительного времени и могут производиться без отключения потребителей.

Все сооружения ОРУ размещены так, чтобы при строительстве и монтаже, а также при ремонтах оборудования, можно было использовать различные грузоподъемные устройства.

Для ревизии трансформаторов предусматривается площадка около трансформаторов с возможностью использования автокранов.

6 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Расчет и анализ установившихся режимов после проектирования ПС Промпарк также проведем при помощи программного комплекса RastrWin.

Пример задания узлов и ветвей приведен в разделе 3. Подробный расчет нормального и послеаварийного режима в Приложении Е.

Расчет нормального режима показал, что потери активной и реактивной мощности снизились на 40 % в режиме максимальных нагрузок и на 20% в

режиме минимальных, что говорит об оптимальном варианте развития сети при переводе существующей сети на более высокий класс напряжения.

Таблица 38. Потери активной мощности при развитии электрической сети

Режим нагрузок	Суммарные потери (нагрузочные и постоянные)	Нагрузочные потери в ЛЭП	Нагрузочные потери в тр-х	Постоянные потери в ЛЭП	Потери холостого хода в тр-х	Потери в шунтах узлов
max	4,95	2,34	1,83	0	0,60	0,18
min	1,3	0,8	0,21	0	0,1	0,17

Таблица 39 Потери реактивной мощности при развитии электрической сети

Номинальное напряжение	Суммарные потери (нагрузочные и постоянные)	Нагрузочные потери в ЛЭП	Нагрузочные потери в тр-х	Постоянные потери в ЛЭП	Потери холостого хода в тр-х	Потери в шунтах узлов
max	6,34	6,41	43,84	-46,67	6,70	-3,89
min	-38,4	2,12	3,15	-37,56	1,5	-3,89

Отклонение напряжение в нормальном режиме в узлах находится в пределах допустимых значений. Отмечается незначительное падение напряжения в послеаварийном режиме.

В Надеждинском районе получили развитие распределительные сети напряжением 6 кВ и лишь 15% - 10 кВ. Напряжение 10 кВ следует применять в качестве основного, как более экономичное по сравнению с напряжением 6 кВ. Однако, при проектировании новых объектов электроснабжения необходимо учитывать наличие у потребителей электроприемников, рассчитанных на напряжение 6 кВ. К ним в первую очередь относятся двигатели мощностью 200 кВт и выше, изготавливаемые на напряжение 6 кВ. Поэтому, учитывая, что в Надеждинском районе у потребителей есть двигатели 6 кВ будем рассматривать вариант электроснабжения при напряжении 10 кВ для распределительной сети и предусматривать установку промежуточных трансформаторов 10/6 кВ для питания двигателей, рассчитанных на напряжение 6 кВ.

В таблице 40 приведены основные параметры сетей 6 и 10 кВ при

установке промежуточных трансформаторов 10/6 кВ на 1000 кВА.

Таблица 40. Основные параметры сетей 6 и 10 кВ

Параметры сети	Напряжение сети		Эффективность (±) сети 10 кВ перед сетью 6 кВ
	6 кВ	10 кВ	
Мощность, кВА	1000	1000	–
Ток, А	100	58	–
Сечение провода, мм ²	25	16	+35%
Удельные потери Вт/км	5,9	3,8	+35%
Стоимость сети, тыс. руб/км	2,03	2,13	–0,1%
Стоимость ТП напряжением 10/6 кВ, тыс. руб	–	5340	–5,34 руб/кВА

Из таблицы следует, что: применение напряжения 10 кВ более целесообразно, так как при этом напряжении увеличивается пропускная способность линий и снижаются потери напряжения и мощности в сети; при наличии у потребителей двигателей на 6 кВ следует сравнивать получаемую экономию в стоимости потерь электроэнергии при напряжении 10 кВ с дополнительными затратами на установку промежуточных трансформаторов 6/10 кВ и учитывать уменьшение расхода цветного металла в распределительной сети напряжением 10 кВ.

Экономия электроэнергии в сети при переводе ее на более высокое напряжение определяется по выражению, кВт·ч

$$\Delta \mathcal{E} = 0,003 \rho l_c t_p \left(I_1^2 / s_1 - I_2^2 / s_2 \right),$$

где l_c – длина участка сети, на котором производится повышение номинального напряжения, м; I_1 и I_2 – средние значения токов в каждом проводе сети соответственно при НН и ВН, А; s_1 и s_2 – сечения проводов сети

при НН и ВН, мм² (при проведении мероприятий без замены проводов $s_1 = s_2$);
 ρ – удельное сопротивление провода сети, Ом·мм²/м; t_p – расчетный период времени, ч.

Подробный пример расчета экономии электроэнергии для ф.32 6 кВ ПС Западная приведен в Приложении Ж.

$$\Delta W := 0.003 \cdot L \cdot \rho_{ac50} \cdot t_p \cdot \left(\frac{I_1}{S_{ac50}} - \frac{I_2}{S_{ac50}} \right) =$$

$$0.003 \cdot 9100 \cdot 0.65 \cdot 8760 \cdot \left(\frac{90}{50} - \frac{54}{50} \right) = 111.921 \times 10^3 \text{ кВтч}$$

7 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА НОВОЙ ПС «ПРОМПАРК»

7.1 Капитальные вложения

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они расходуются на строительные-монтажные работы, приобретение 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» [32]. Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

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

Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж [15].

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 вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор [15].

Для получения полной стоимости ВЛ к показателям удельной стоимости добавляют затраты на благоустройство, временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы и авторский надзор, прочие работы и затраты.

Данные по ВЛЭП, с учетом дополнительных затрат проектируемой сети приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Параметры линий приведенные 2016 году

Наименование ветви	Марка провода	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии, тыс. руб/км
Владивосток - Промпарк	АС – 300/39	30	2195

Капитальные затраты в сооружение ВЛЭП будут складываться из следующих составляющих:

1. Базисная стоимость ВЛ.
2. Затраты на вырубку и подготовку 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;

$k_{тер} = 1,3$ – территориальный коэффициент;

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

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

$$K_{220.2} := 30 \cdot 2195 \cdot k_{тер} \cdot 1.3 = 111287 \text{ тыс.руб/км}$$

Подробный расчет приведен в приложении Ж.

Суммарные капиталовложения в сооружение ВЛЭП с учетом прочих затрат находится используя формулу, млн.руб:

$$K_{ВЛЭП\Sigma} = (K_{ВЛЭП} + K_{Прос} + K_{Леж.дор}) \cdot k_{проч.зат} + K_{Пост.отв.зем}, \quad (34)$$

где $K_{Прос}$ – стоимость вырубki просеки;

$K_{Леж.дор}$ – суммарные вложения на устройство лежневых дорог;

$k_{проч.зат} = 1,125$ – коэффициент, учитывающий прочие расходы на сооружение ВЛ, которые составляют 12,5 %;

$K_{Пост.отв.зем}$ – стоимость постоянного отвода земли при строительстве воздушной линии.

Таким образом, затраты на сооружение ВЛЭП в Приморском крае с учетом коэффициента инфляции и районного коэффициента составили:

$$K_{ВЛ.\Sigma} := K_{ВЛ\Sigma.проч} + K_{пост.отв.зем\Sigma} = 1046769 \text{ тыс.руб}$$

Капитальные затраты в сооружение ПС

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) 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:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ}) \cdot k_{инф} \cdot k_{тер} \cdot k_{проч.зат} + K_{ПС.зем\Sigma} \cdot k_{инф}, \quad (35)$$

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 Приморского края [15];

$k_{инф}$ – коэффициент инфляции на 2016 г.

$k_{проч.зат} = 1,175$ - коэффициент, учитывающий прочие расходы на сооружение ПС, которые составляют 17,5 %;

В таблице 42 представлены типы трансформаторов, выбранных для данной сети и их базовая стоимость на период 2000 г. Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения [15].

Таблица 42 – Трансформаторы

Подстанция	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
Промпарк	АТДЦТН – 63000/220	2	25250
Промпарк	ЛТДН – 40000/10	2	14000

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 43 [15].

Таблица 43 – Стоимость ОРУ

Схема РУ	U, кВ	Наименование ПС	Стоимость, тыс. руб	Срок полезного использования T _{сл} , лет
Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии	220	Промпарк	32800	20

Постоянная часть затрат представлена в таблице 44 [15].

Таблица 44 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	U, кВ	Наименование ПС	Постоянная часть затрат в ценах 2000 г., тыс. руб
Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии	220	Промпарк	17000

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС, млн.руб:

$$K_{\text{ПС}\Sigma} := K_{\text{ПС.СТР}} + K_{\text{ПС.Зем.}\Sigma} = 1497250 \text{ тыс.руб}$$

Для удобства вычисления суммарных капиталовложений во всю проектируемую сеть сведем полученные данные капиталовложений ПС и капиталовложений ВЛ в таблицу 45[15].

Таблица 45 – Сводная таблица капиталовложений в проектируемую сеть

Тип оборудования	Капиталовложения, млн.руб.
Силовые трансформаторы	25,25
Линейные регулировочные трансформаторы	14
ОРУ (+ выключатели)	62,8
Постоянная часть затрат	17
Воздушные линии	111,287

ИТОГО	2544
-------	------

Как видно из таблицы 43, данный проект по своему масштабу относится к крупному инвестиционному проекту.

7.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – 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 [15]:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (36)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

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

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{AM} := \frac{K_{ПС}}{T_{сл.ПС}} + \frac{K_{ВЛ}}{T_{сл.ВЛ}} = 109.48 \times 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

7.3 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.

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети на корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях. Все вышеперечисленные данные были рассчитаны в курсовом проекте «Электроэнергетические системы и сети» и приведены в Приложении Ж.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети [15]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (37)$$

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

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 1,609 руб/кВтч

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{\Sigma} = 6409 \quad \text{тыс.руб}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (38)$$

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 [2];

$\alpha_{\text{ВЛ}} = 0,0065$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ [15].

Рассчитаем затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования:

$$I_{\text{ЭКС}} := K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}} = 72.823 \times 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

7.4 Расчет штатной численности персонала

Штатная численность персонала на предприятии складывается из численности работников трех категорий: рабочие, инженерно-технические работники и административно-управленческий персонал.

К числу рабочих относят персонал занятый непосредственно ремонтом, эксплуатацией и обслуживанием электроустановок и электрического оборудования.

Инженерно-технические работники – это работники, занимающиеся организацией проведения ремонтно-эксплуатационных работ, а также информационно-техническим обслуживанием предприятия [33].

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, воспользуемся статистической отчетностью федеральных организаций статистики. В этом случае в целом по предприятию годовой фонд заработной платы может быть определен по формуле ниже:

$$\Phi ЗП_{\text{год}} = 12 \cdot N_{\text{числ}} \cdot ЗП_{\text{ср}}, \quad (39)$$

где $N_{\text{числ}}$ – численность персонала предприятия, человек;

$ЗП_{\text{ср}}$ – месячная тарифная ставка работника электроэнергетической отрасли по Приморскому краю [33];

Фонд заработной платы по предприятию в целом составит:

$$\Phi ЗП_{\text{год}} := N_{\text{числ}} \cdot ЗП_{\text{ср}} \cdot 12 = 10.296 \times 10^3 \text{ тыс.руб./год}$$

Расчет страховых взносов, отчисляемых в ПФ

В данной дипломном проекте учитываются страховые взносы в Пенсионный Фонд Российской Федерации (в размере 22 %), отчисления в Фонд социального страхования (в размере 2,9 %), а также в Фонд обязательного

медицинского образования (в размере 5,1 %). Общая сумма страховых взносов в ПФ составляет 30 % в год от заработной платы работника [34].

Отчисления в Пенсионный Фонд определяются следующим образом:

$$CB_{год} = \Phi ЗП_{год} \cdot 0,3 , \quad (40)$$

где $\Phi ЗП_{год}$ – годовой фонд заработной платы по предприятию в целом.

$$CB_3 := \Phi ЗП_{год} \cdot 0.3 = 3.089 \times 10^3 \text{ тыс.руб./год}$$

7.5 Определение себестоимости электроэнергии

Смета эксплуатационных расчетов приведенана ниже в таблице 46 [44].

Таблица 46 – Эксплуатационные расчеты

Расходы	Миллионов рублей
Заработная плата рабочих ($\Phi ЗП_{год}$)	10,3
Эксплуатационные расходы ($I_{ЭКС}$)	72,8
Прочие расходы ($I_{ПР}$)	87,6
Амортизационные отчисления ($I_{АМ}$)	109,5
Затраты на потери ($I_{\Delta W}$)	6,4
Суммарные расходы (I_{Σ})	286,6

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} , \quad (41)$$

где W – полезный расход электроэнергии за год;

I_{Σ} – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии.

$$W_{год} = \sum_{i=1}^n P_p \cdot T_{max} \quad (42)$$

где $\sum_{i=1}^n P_p$ – полезный расход электроэнергии за год;

T_{\max} – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии.

$$W_{\text{год}} := \Sigma P_P \cdot T_{\max} = 305000 \text{ МВт*ч/год}$$

Определяем себестоимость передачи электрической энергии:

$$C := \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{год}}} = 939.752 \times 10^{-3} \text{ руб./кВт*ч}$$

7.6 Оценка экономической эффективности проекта

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ок-п}}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ок-п}}} (P_{qt} - I_{AMt}), \quad (43)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

I_{AMt} – амортизационные отчисления.

Существенный недостаток этого метода-то, что он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно, не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности длительного цикла.

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 наш проект сооружается на протяжении 3 лет и то, что появление прибыли возможно лишь с 4 года реализации.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1 + E)^t}, \quad (44)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

E – ставка рефинансирования, $E = 0,0825$, согласно указанию Банка России от 13.09.2012 № 2873-У «О размере ставки рефинансирования Банка России» [38].

ЧДД на первом году строительства:

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\frac{1.5}{3} \cdot (-K_{\text{ОБ}})}{(1 + E)^1} = -1.175 \times 10^6$$

ЧДД на четвертом году:

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^4} = 464.059 \times 10^3$$

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в приложении Ж.

Принимаем допущения:

1. строительство проекта осуществляется в течении 3 лет;
2. инвестирование разбито на доли и осуществляется в течение всех 3 лет;
3. получение прибыли осуществляется постепенно, равными долями и возможно с 4 года строительства.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на листе 3 графической части диссертации.

Вывод по разделу 7: так как значение ЧДД положительное, проект строительства рекомендуется к реализации.

Проведенные расчеты показали, что инвестиции в строительство ПС Промпарк экономически целесообразны. Инвестиции окупаются за приемлемый срок 9 лет для присоединяемой нагрузки 61 МВт. Срок окупаемости по данным расчета ниже нормативного и принятого в энергетике. При этом не учитывалось повышение надежности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации разработан и предложен оптимальный вариант развития Приморских электрических сетей для подключения территории опережающего развития Надеждинский.

В работе решены следующие задачи:

- проведен структурный анализ действующей электрической сети;
- рассчитаны и проанализированы установившиеся режимы работы сети;
- проведен структурный анализ потерь;
- проанализировано техническое состояние основного оборудования электрической сети;
- предложены варианты развития сети при подключении ПС Промпарк;
- на основании технико-экономического сравнения выбран наиболее оптимальный вариант развития сети;
- проведена оценка экономической эффективности выбранного варианта подключения ПС Промпарк;
- проведена оценка экономической эффективности перевода распределительной сети 6 кВ на 10 кВ.

Проектирование производилось с учетом географических особенностей районов электрических сетей, а также с учетом прогнозируемого роста нагрузок. Для анализа использовались данные контрольных зимних и летних замеров 2015 года.

При расчетах использовались программы «Matcad» и «RASTRWIN».

Результаты проведенного расчета режима работы сети и проектирования ПС Промпарк позволяют сделать вывод о том, что предложенный вариант развития сети эффективен и ведет к значительному снижению потерь мощности электроэнергии, повышению качества электроэнергии, повышению надежности сети.

Предложенный вариант развития электрической сети может быть применен на практике.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учеб./ В. И. Идельчик. - 2-е изд., стер. - М. : Альянс, 2009. – 592 с. www.techliter.ru
2. Методические указания по применению в ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов, 2014г.
3. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: проектирование : учеб. пособие / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. - 2-е изд., испр. и доп. - Минск : Высш. шк., 1988. - 308 с.
4. Правила устройства электроустановок. – СПб.; ДЕАН, 2008. – 704 с.
5. Положение ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе, утвержденное Советом директоров ОАО «Россети» (Протокол №138 от 23.10.2013г)
6. Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)». – М. : Минэнерго, 2007. – 59 с.
7. Постановление Правительства РФ «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» от 11.07.2001г. № 526
8. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждённые Приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. № 229, зарегистрированные Минюстом России от 20.06.03 №4799
9. Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России до 2030г., от 19.06.2008 №291
10. Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.

11. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003г. № 35
12. Электротехнический справочник : в 4 т. / под ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, В. А. Лабунцова, И. Н. Орлова, М. М. Соколова, А. М. Федосеева, А. Я. Шихина, И. В. Антик. – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Изд-во МЭИ, 2002. – Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии. – 880 с.
13. Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям. Приказ Минэнерго России № 326 от 30 декабря 2008 г
14. Воротницкий В.Э. Структура и снижение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях. // Современные методы и средства расчёта, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях. Материалы международного семинара. – М.: НЦ ЭНАС, 2000
15. Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с.
16. Арзамасцев Д.А., Липес А.В. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях. – М.: Высш.шк., 1989. – 127 с.
17. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, СО 153-34.20.118-2003
18. Воротницкий В.Э., Загорский Д.Г., Апрытник В.Н., Западинов В.А. Расчет, нормирования и снижение потерь электроэнергии в городских электрических сетях // Электрические станции. – 2000. - №5.
19. Типовая инструкция по эксплуатации линий электропередачи напряжением 35 – 800 кВ РД 34.20.504-94
20. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ» (СТО 56947007-29.240.55.016-2008)

21. ГОСТ Р 54419-2011 (МЭК 60076-12:2008) Национальный стандарт РФ. Трансформаторы силовые.
22. Силовые трансформаторы. Справочная книга / Под ред. С. Д. Лизунова, А. К. Лоханина. — М.: Энергоатомиздат, 2004. — 616 с.
23. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.30.010-2008 «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»
24. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС)
25. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, от 30.12.2008 г. № 326
26. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 5694700729.240.30.047-2010
27. Нормирование показателей качества электроэнергии и их оптимизация/ под ред. А. Богуцкого, А. З. Гамма, И. В. Жежеленко. — Гливице; Иркутск, 1988. — 249 с.
28. Постановление Правительства РФ «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» от 17.10.2009 г. № 823
29. Поспелов Г. Е., Сыч Н. М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 368 с.
30. РД34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. — М.: СПО ОРГРЭС, 1995. — 35 с.
31. Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 3: Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. В. Г. Герасимова и др. — 8-е изд., испр. и доп. — М.: МЭИ, 2002 — 964 с.

32. Лопатин О.А. Использование параметров сети и обобщенных показателей режима для расстановки компенсирующих устройств/ О.А. Лопатин, Н.Ш. Чемборисова // Электричество. – 2011. - №3. - С.10.
33. Нормативы численности промышленно-производственного персонала распределительных электрических сетей. – М. : «ЦОТЭНЕРГО», 2007. – 33 с.
34. ГОСТ 32145-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2013. – 63 с.
35. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.: Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – 2-е изд., перераб и доп. – М.: Высш. шк., 1998. – 511с.: ил
36. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем/ В.И. Идельчик.–М.: Энергоатомиздат, 1988.
37. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии/ А.А. Герасименко, В.Т. Федин – Изд. 2-е. – Ростов н/Д: Феникс, 2008. – 715с., с.322.
38. Ставка рефинансирования Центрального банка Российской Федерации. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm.htm - 20.04.15.
39. Гамм А.З. Оценивание состояния в электроэнергетике/ А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, И.И. Голуб и др. – М.: Наука, 1983. – 320с
40. Способ нормализации уровней напряжения в ЭЭС/ В.Е. Фарафонов, Н.Ш. Чемборисова //8-й международный симпозиум по электромагнитной совместимости и электромагнитной экологии. Труды симпозиума 16-19 июня 2009г. Санкт-Петербург. - 2009 г.

41. Железко, Ю.С. Стратегия снижения потерь и повышения КЭ в электрических сетях // Электричество. – 1992.- №5. – с.6.
42. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2013. – 46 с.
43. WIKIMAPIA.ORG: Картографические данные [Электронный ресурс]. М., 2015. URL: <http://wikimapia.org> (дата обращения: 31.10.2015).
44. ПРИКАЗ ОТ 1 МАРТА 2016 Г. № 147 "ОБ УТВЕРЖДЕНИИ СХЕМЫ И ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ НА 2016-2022 ГГ."
45. Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электро-энергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.
46. Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.
47. Программа развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 гг.
48. Письмо Минстроя РФ от 19.02.2016 №4688-ХМ/05 Об индексах изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ, индексах изменения сметной стоимости преектных и изыскательских работ и иных индексах на I квартал 2016 года.
49. Статья VIII Международной научно-практической конференции в АмГУ г. Благовещенска. Основные направления и принципы развития электроснабжения территории опережающего развития в Надеждинском районе Приморского края.
50. Тезисы доклада Межвузовской 74-ой студенческой научно-практической конференции 10-11 марта 2016 г. в г. Хабаровске, Том 1 под ред. А.З. Ткаченко. Организация подключения электроснабжения территории опережающего развития (ТОР) «Надеждинская» в Приморском крае.