

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 (140400.62) – Электроэнергетика и  
электротехника

Профиль – Электрические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Повышение надежности распределительных электрических сетей  
Октябрьского РЭС СП «Центральные электрические сети» филиала АО  
«Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Приморские  
электрические сети»

Исполнитель

студент группы 242 обЗ

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

М.А. Гулевич

Руководитель

доцент

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

М.В. Чулюкова

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Н.Н. Козлов

Технический контроль

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2015 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Гулевич Максима Анатольевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Повышение надежности распределительных электрических сетей Октябрьского РЭС СП «Центральные электрические сети» филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Приморские электрические сети» 2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

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): \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Курсовой проект содержит 53 страницы, 13 таблиц, 7 рисунков, 24 формулы

ПОДСТАНЦИЯ, ЛИНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, СХЕМА, РАСЧЕТ РЕЖИМОВ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ИЗДЕРЖКИ, ПОТЕРИ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Характеристика района проектирования. Разработка конкурентоспособных вариантов электрической сети. Выбор оптимального варианта электрической сети. Расчет и анализ установившихся режимов. Регулирование напряжения в сети. Техничко-экономические показатели проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1. Общая характеристика Хабаровского края и перспективы развития	7
2. Структурный анализ электрической сети района проектирования.	10
2.1 Анализ источников питания	10
2.2 Характеристика существующей электрической сети	12
3. Разработка возможных вариантов конфигураций электрической сети и отбор конкурентно способных вариантов.	16
3.1 Принципы построения сети	16
3.2 Разработка возможных вариантов конфигураций электрической сети	19
3.3 Выбор класса номинального напряжения	22
3.4 Выбор компенсирующих устройств	23
3.5 Выбор проводников по экономическим токовым интервалам	25
3.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	31
3.7 Отбор конкурентно способных вариантов развития сети	35
4 Выбор оптимального варианта электрической сети.	36
4.1 Расчет капитальных вложений	36
4.2 Расчёт издержек	39
4.3 Определение затрат	40
4.4 Определение себестоимости	40
5. Расчёт и анализ установившихся электрических режимов	41
5.1 Расчет режимов	42
5.2 Анализ режимов	48
Заключение	51
Библиографический список	52
Приложение 1	

## ВВЕДЕНИЕ

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 «Стратегии социального и экономического развития Хабаровского края на период до 2025 года», утверждённой Постановлением Правительства Хабаровского края 13.01.2009 г. № 1-пр, развитие Хабаровского края должно обеспечиваться за счёт реализации промышленного потенциала с учётом реконструкции и модернизации машиностроения и обрабатывающего сектора, осуществления Проектов по развитию транспортных магистралей и транспортных узлов (кластеров – мультимодальных центров), выполняющих основные межрегиональные связи.

Развитие экономики с вводом новых промышленных потребителей на территории края на период до 2025г. планируется за счёт повышения квалификации имеющихся трудящихся (переобучение в центрах занятости) и привлечения рабочей силы из других регионов страны.

Вводы новых крупных потребителей или развитие существующих приняты, исходя из выданных или запрошенных технических условий (ТУ) на подключение к сетям энергосистемы края и с учетом «Схемы размещения крупных производственных мощностей, а также объектов транспортной и энергетической инфраструктуры, необходимых для осуществления их деятельности, на территории Хабаровского края на период 2008-2025 гг.», утверждённой распоряжением Губернатора Хабаровского края от 23 октября 2007 г. № 580-р./9/

## 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИМОРСКОГО КРАЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Приморский край занимает юго-восточную окраину России. Он расположен в самой южной части Дальнего Востока на берегу Японского моря. На юге и востоке он омывается Японским морем, на севере граничит с Хабаровским краем, на западе - с Китаем и Северной Кореей. Северо-восточный участок границы проходит по водоразделу бассейнов реки Самарги и более мелких рек, стекающих с восточного склона Сихотэ-Алиня: Ботчи, Нельмы и др., текущих в Хабаровском крае. С востока и юго-востока Приморье омывается водами Японского моря, являющегося окраинным морем Тихого океана.

Численность населения Приморского края составляет 1,95 млн. человек (на начало 2012 года)

Территория края - 165,9 тыс. км<sup>2</sup>, что составляет около 1% (0,97%) площади Российской Федерации. Приморский край относится к числу средних по величине областей нашей страны.

В состав Приморского края кроме материковой части входят многочисленные острова: Русский, Попова, Путятина, Рейнеке, Рикорда, Римского-Корсакова, Аскольд, Петрова и другие. Территория Приморья на три четверти занята горами Сихотэ-Алинской и Восточно-Маньчжурской горных областей. Остальная часть территории имеет равнинный характер. Это Раздольнинско-Приханкайская равнина и некоторые внутригорные впадины.

Климатические условия края во многом определяются его географическим положением - на стыке Евразии и Тихого океана. Зимой здесь господствуют холодные континентальные воздушные массы, а летом прохладные океанические. При этом "смягчающее" воздействие, особенно на прибрежные территории оказывает муссонный климат: прохладная весна, дождливое и туманное лето, солнечная сухая осень и малоснежная с ветрами зима. В центральных и северных районах края климат более континентальный. Общее годовое количество осадков 600-900 мм, большая их часть выпадает

летом. Вдоль морского побережья с С-В на Ю-З проходит холодное Приморское течение, которое вызывает продолжительные туманы.

Энергосистема (ЭС) Приморского края действует в составе Объединенной энергосистемы (ОЭС) Востока, в состав которой кроме энергосистемы Приморского края входят энергосистема Амурской области, Объединенный энергорайон (ОЭР) энергосистем Хабаровского края и Еврейской автономной области, Южно-Якутский энергорайон (ЮЯЭР) Якутской энергосистемы.

Из приведенных данных следует, что ЭС, обслуживающая территорию Приморского края, является крупнейшей в ОЭС Востока, на ее долю приходится 39,5 % потребления электроэнергии, 28,1 % вырабатываемой электрической и 23,9 % тепловой энергии. Централизованным электроснабжением от ЭС охвачено около 75 % общей площади края и около 98 % населения Приморского края. Только населенные пункты, расположенные в отдаленных северных районах и имеющие незначительные объемы электропотребления, снабжаются электроэнергией от автономных дизельных электростанций.

Основными отраслями промышленности являются добыча и переработка полиметаллических и оловянных руд, машиностроение и металлообработка, авиационная, радиоэлектронная промышленности, химическая, легкая, пищевая промышленность, производство стройматериалов. Жизненно важное значение для экономики края имеет добыча угля.

Рыбная промышленность занимает лидирующее место в структуре промышленности региона и оказывает большое влияние не только на экономику края и Дальнего Востока, но и всей России. На долю Приморья приходится 33% от общероссийских уловов рыбы и добычи морепродуктов, 30% выпуска в России пищевой рыбной продукции, включая консервы, и 53% производства рыбной муки. Доля рыбной отрасли в объеме промышленного производства края составляет 29%. Ежегодно на экспорт вывозится более 400 тыс. тонн рыбной продукции. Крупнейшие потребители – Япония, США, Южная Корея.

Машиностроение и металлообработка – одна из ключевых отраслей промышленного комплекса Приморья. Она производит почти 8% промышленной продукции края. На предприятиях сосредоточено около 20% основных производственных фондов промышленного комплекса региона. Основные специализации: судоремонт и судостроение, машино- и приборостроение, авиастроение.

Горнодобывающая промышленность представлена предприятиями цветной металлургии, горной химии, угледобывающей отрасли. В крае производится более 92% плавикового шпата России, 64% вольфрамовых концентратов, почти 100% борных продуктов, 73,6% свинца в концентрате и 8,4% свинца рафинированного, добывается 18,2% олова России.

Сырьевой базой цветной металлургии являются крупные месторождения полиметаллических руд, расположенные в северных районах края, и месторождение плавикового шпата в Хорольском районе. Ресурсную базу угольной промышленности образует серия отдельных бассейнов и месторождений, главным образом, в южной части края, крупнейшими из которых являются Бакинское и Павловское. Угли Приморья используются исключительно в качестве котельно-печного топлива.

Пищевая промышленность края представляет собой крупный комплекс из 13 отраслей, в состав которых входят около 350 предприятий. В структуре промышленного производства доля пищевой промышленности составляет 38,4%, в том числе на перерабатывающие отрасли приходится около 15%.

Лесная и деревообрабатывающая промышленность – одна из старейших отраслей хозяйства Приморского края. Однако с началом разработки ряда крупных месторождений минеральных ресурсов и усилением морехозяйственной ориентации экономики Приморья лесная промышленность утратила своё приоритетное положение. В общем объёме промышленного производства её доля составляет 3,4%. Более 3/4 лесопродукции направляется на экспорт.

Сельскохозяйственное производство ведётся по всей территории Приморского края, но основные объёмы сконцентрированы в южной и юго-западных зонах. Климатические условия благоприятны для возделывания практически всех культур, включая теплолюбивые (рис, бахчевые, баклажаны, перец).

На территории края распространены мясо-молочное животноводство, звероводство (норка, серебристо-чёрная лисица), оленеводство, пчеловодство.

В общем объёме производства 53,4% занимает продукция растениеводства, 46,6% – продукция животноводства.

## 2. СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

### 2.1. Анализ источников питания

Филиал "Приморская генерация" в системе ОАО "ДГК" - это третий по величине установленной электрической мощности и второй по величине установленной тепловой мощности. Суммарная установленная электрическая мощность составляет 2612 МВт, в том числе: ВТЭЦ-2 - 1051 МВт, АТЭЦ - 297 МВт, ПГРЭС - 160 МВт.

В энергосистеме Приморского края действуют:

1. Филиалы АО «Дальневосточная генерирующая компания» (ДГК) — «Приморская генерация», «ЛуТЭК» (производство электрической и тепловой энергии, транспортировка и реализация тепловой энергии);
3. Филиал ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ФСК ЕЭС) — «Приморское предприятие магистральных сетей» (Приморское ПМЭС, передача электрической энергии, оперативное 12 управление, эксплуатация и услуги по присоединению к электрическим сетям напряжением 220/500 кВ);
4. Филиал ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» (СО ЕЭС) — «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Приморского края» (Приморское РДУ, функции оперативно- диспетчерского управления объектами электроэнергетики);
5. Филиал АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (ДРСК) — «Приморские электрические сети» (передача и распределение электрической энергии, оперативное управление, эксплуатация и услуги по присоединению к электрическим сетям напряжением 110/35/10 кВ);
6. Филиал ПАО «Дальневосточная энергетическая компания» (ДЭК) — «Дальэнергосбыт» (сбыт электрической энергии потребителям Приморского края).
6. АО «Дальневосточная энергоуправляющая компания» (ДВЭУК, ввод электроэнергетических объектов, финансируемых из Федерального бюджета).

Кроме этого в крае действуют электросетевые предприятия (21 предприятие — транспортировщики и гарантирующие поставщики), приведены в Приложении К. Потребность в электрической и тепловой энергии хозяйственного комплекса и населения края в основном обеспечиваются от тепловых электростанций филиалов АО «ДГК» — «Приморская генерация», «ЛуТЭК».

Энергосистема Приморского края по структуре установленной мощности однородна, так как в ней работают только ТЭС, поэтому ощущается недостаток маневренной мощности.

## **2.2. Характеристика существующей электрической сети**

На территории Приморского края получили развитие электрические сети напряжением 500/220/110/35 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 ПАО «ФСК ЕЭС» — «Приморское предприятие МЭС».

Характерной особенностью электрических сетей 220-500 кВ Приморского края является большая протяженность ВЛ, обусловленная размещением самой крупной электростанции — Приморской ГРЭС на севере вдали от центров электрических нагрузок, основная часть которых сосредоточена на юге края.

Сети высшего напряжения 500 кВ Приморского края представлены шестью ВЛ 500 кВ суммарной протяженностью ~ 1 278,36 км (из них ~ 1 070,6,5 км по территории Приморского края), в том числе:

- 1) ВЛ Приморская ГРЭС — Хехцир-2 (239,5 км, в том числе ~ 31,7 км по территории Приморского края);
- 2) ВЛ Приморская ГРЭС — Дальневосточная (345,2 км) с ПС Дальневосточная;
- 3) ВЛ Приморская ГРЭС — Чугуевка-2 (291,9 км) с ПС Чугуевка-2;

- 4) ВЛ Дальневосточная — Владивосток (95,4 км);
- 5) ВЛ Чугуевка-2 — Лозовая (189,5 км);
- 6) ВЛ Владивосток — Лозовая (116,9 км) с ПС Лозовая;

С вводом ВЛ Чугуевка-2 — Лозовая и ВЛ Владивосток — Лозовая с ПС Лозовая в 2012 году создано кольцо ВЛ 550 кВ.

Сети 220 кВ Приморского края представлены:

- 1) двумя ВЛ 220 кВ от Приморской ГРЭС до ПС 220 кВ Лесозаводск (~ 149 и 132 км);
- 2) двумя кольцами ВЛ 220 кВ (суммарной протяженностью ~ 1200 км):
  - а) ПС Лесозаводск — ПС Спасск — ПС Дальневосточная — ПС Арсеньев-2 — ПС Чугуевка-2 — ПС К — ПС Лесозаводск;
  - б) ПС Дальневосточная — ПС Уссурийск-2 — ПС Владивосток — Аэропорт — Артемовская ТЭЦ — Береговая-2 — ПС Широкая — Козьмино — Лозовая — ПП Партизанская ГРЭС — ПС Чугуевка-2 — ПС Арсеньев-2 — ПС Дальневосточная;
- 3) двумя ВЛ 220 кВ К — Горелое (~ 2×55 км);
- 4) тремя ВЛ 220 кВ, связывающими сети г. Владивостока с энергосистемой:
  - а) Владивосток — Волна (53,3 км);
  - б) Владивосток — Зеленый Угол (64,3 км);
  - в) Артемовская ТЭЦ — Владивостокская ТЭЦ-2 (47,4 км);

45

- 5) ВЛ 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — Зеленый Угол, Зеленый Угол — Волна (11,4 км), с вводом которой в 2011 году завершено строительство кольца ВЛ 220 кВ в г. Владивостоке;
  - 6) двумя КВЛ Зеленый Угол — Русская (17,5 км) и Зеленый Угол — Патрокл (8,9 км), Патрокл — Русская (8,6 км) с ПС Патрокл и Русская, ввод которых в 2011 году обеспечил связь сетей материковой части г. Владивостока и о. Русский, а также электроснабжение новых крупных потребителей южного планировочного района города и острова.
- Распределительные электрические сети напряжением 35-110 кВ в основном

являются объектами АО «ДРСК» и обслуживаются его филиалом «Приморские электрические сети».

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

Электросетевые объекты 6-10 кВ обслуживаются частично филиалом АО «ДРСК» — «Приморские электрические сети», а также муниципальными унитарными и ведомственными предприятиями электрических сетей.

### Эквивалент схемы

#### Точки разрыва:

**ПС 35** Пограничная – отключены В-35 Богуславка

**ПС 110** Липовцы – отключены В-110 Приозерная, В-110 Полевая

**ПС 35** Ново-Георгиевка – отключен В-35 Покровка

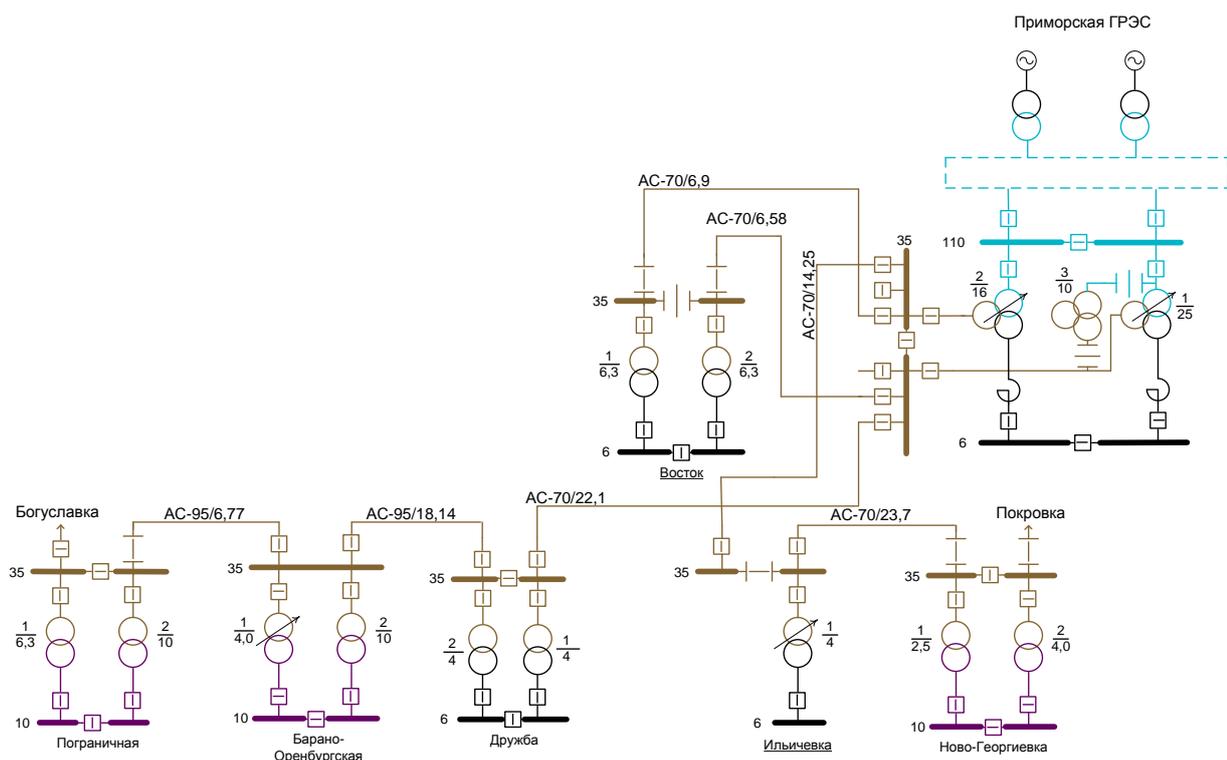


Рисунок 1 Эквивалент схемы

### Конфигурация электрической сети:

#### ВЛ-35 кВ

Магистраль №1 с двухсторонним питанием Пограничная – Барано-Оренбургская цепи №1,2 с (Лвл= 6,77 км, АС-95, одноцепная)

Магистраль №2 с двухсторонним питанием Барано-Оренбургская – Дружба цепи №1,2 (Лвл= 18,14 км, АС-95, одноцепная)

Магистраль №3: с двухсторонним питанием Дружба – Липовцы цепи №1,2 (Лвл=22,1 км, АС-70, одноцепная,)

Радиальная №4: Липовцы – Восток (Лвл= 6,9 км, АС-70, двухцепная)

Магистраль №5: Липовцы – Иlicheвка (Лвл= 14,25 км, АС-70, одноцепная)

Магистраль №6: Иlicheвка – Ново-Георгиевка (Лвл= 23,7 км, АС-70, одноцепная)

Магистраль №7: ХТЭЦ-1 – РЦ с отпайками Центральная, Городская цепи №1, (Лвл=17 км, АС-120, двухцепная)

### **Общая характеристика электрической сети**

Источники генерации:

Приморская ГРЭС (ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ)

Уровни напряжений в сети: 110, 35, 10 кВ

Общее количество подстанций: 7 (ПС-110 кВ – 1 шт, ПС-35 кВ – 6 шт)

#### **ПС-110 кВ**

1. ПС Липовцы – проходная  
(ОРУ-110, ОРУ-35, ЗРУ-6, схема 110-5Н)

#### **ПС-35 кВ**

1. Пограничная – проходная  
(ТМН-10000/35-72У1, ТМН-6300/35/11)
2. ПС Барано-Оренбургская – проходная  
(1x4 МВА, 1x10 МВА)
3. ПС Дружба – проходная  
(2x4 МВА)

4. ПС Ильичевка – проходная  
(1х4 МВА)
5. ПС Ново-Георгиевка – проходная  
(1х2,5 МВА, 1х4 МВА )
6. ПС Восток – Тупиковая  
(2х6,3 МВА)

### 3 РАЗРАБОТКА ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ОТБОР КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ

Целью раздела является отбор четырёх наиболее экономически целесообразных вариантов электрической сети заданного района потребителей. Эти варианты необходимо обосновать, подчеркнуть их достоинства и недостатки, проверить на практическую осуществимость. Если все они могут быть реализованы, то, в конечном счёте, выбирается два варианта, один из которых имеет минимальную суммарную длину линий в одноцепном исполнении, а другой минимальным количеством выключателей.

#### **1.2 Расчет режимных характеристик потребителей**

##### 1.2.1 Общие положения

Параметры состояние электрической сети непрерывно изменяются, например, в связи с включением и отключением электроприемников или изменением режима их работы (в соответствии с ходом технологического процесса производства и т.д.), что следовательно приводит к изменению величин нагрузок. Наиболее резкое изменение электрического состояния наблюдается в распределительных сетях, особенно в промышленных. По мере увеличения ступени напряжения данные изменения являются предсказуемыми, что приводит к укрупнению нагрузки по отношению к питающим сетям. Изменение электрического состояния оказывается менее резким и более определенным. Нагрузки стабилизируются, изменяются медленнее и в меньших пределах.

Для количественной характеристики работы электрической сети рассматриваются ее рабочие режимы. Под рабочим режимом сети понимается ее условное установившееся электрическое состояние, определяемое её параметрами, т.е. параметрами режима.

Электрические нагрузки снимаются во время контрольных замеров, т.е. два раза в год – зимой и летом (самый короткий зимний день и самый длинный летний день)

### 1.2.2 Расчет вероятностных характеристик существующих электрических нагрузок

Для существующих подстанций осуществляется прогнозирование методом сложных процентов.

Определяем вероятностные характеристики потребителей.

Для зимы:

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = N_{mp} \cdot S_{m(ном)} \cdot K_3 \cdot \cos(\varphi) \quad (1)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg}(\varphi) \quad (2)$$

где  $N_{mp}$  - количество трансформаторов;

$S_{m(ном)}$  - номинальная мощность трансформатора;

$K_3$  - коэффициент загрузки трансформатора.

По максимальной мощности выбираются все элементы сети за исключением трансформаторов. Трансформаторы выбираются по средней мощности.

$$P_{max} = K_{max} \cdot P_{cp} \quad (3)$$

$$Q_{max} = K_{max} \cdot Q_{cp} \quad (4)$$

где  $K_{max}$  - коэффициент максимума, равный 1,2.

Среднеквадратичные (эффективные) мощности используются для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{ск} = K_{\phi} \cdot P_{cp} \quad (5)$$

$$Q_{ск} = K_{\phi} \cdot Q_{cp} \quad (6)$$

где  $K_{\phi}$  - коэффициент формы равный 1,15.

Для лета все вероятностные характеристики рассчитываются с учетом коэффициента летнего снижения нагрузки, в данном случае он равен 0,85%.

Рассмотрим расчёт электрических нагрузок на примере ПС «Дружба»:

$$P_{ср.з} = 2 \cdot 4 \cdot 0,7 \cdot 0,966 = 5,41 \text{ МВт}$$

$$P_{ср.л} = 5,41 \cdot 0,85 = 4,598 \text{ МВт}$$

$$Q_{ср.з} = 5,41 \cdot 0,267 = 1,443 \text{ МВар}$$

$$Q_{ср.л} = 1,443 \cdot 0,85 = 1,226 \text{ МВар}$$

$$P_{max.з} = 1,2 \cdot 5,41 = 6,492 \text{ МВт}$$

$$P_{max.л} = 6,492 \cdot 0,85 = 5,518 \text{ МВт}$$

$$Q_{max.з} = 0,267 \cdot 6,492 = 1,731 \text{ МВар}$$

$$Q_{max.л} = 1,731 \cdot 0,85 = 1,471 \text{ МВар}$$

$$P_{ск.з} = 1,15 \cdot 5,41 = 6,221 \text{ МВт}$$

$$P_{ск.л} = 6,221 \cdot 0,85 = 5,288 \text{ МВт}$$

$$Q_{ск.з} = 0,267 \cdot 6,221 = 1,659 \text{ МВар}$$

$$Q_{ск.л} = 1,659 \cdot 0,85 = 1,41 \text{ МВар}$$

Проводя аналогичные расчёты для существующих подстанций в программе Mathcad 14 получаем следующие значения находящиеся в таблице 2. Расчёты располагаются в приложении А.

Таблица 2 – Расчетные характеристики электрических нагрузок

ПС		Активная мощность, МВт			Реактивная мощность, МВар		
		$P_{ср}$	$P_{эф}$	$P_{max}$	$Q_{ср}$	$Q_{эф}$	$Q_{max}$
Дружба	зима	5,41	6,221	6,492	1,443	1,659	1,731
	лето	4,598	5,288	5,518	1,226	1,41	1,471
Липовцы	зима	26,886	30,919	32,264	10,755	12,368	12,905
	лето	22,853	26,281	27,424	9,141	10,513	10,97
Борано-	зима	9,32	10,718	11,184	3,006	3,457	11,184

Оренбургская	лето	7,922	9,11	9,506	2,555	2,939	9,506
Пограничная	зима	10,269	11,809	12,323	2,977	3,423	3,572
	лето	8,729	10,038	10,474	2,53	2,91	3,036

### 1.2.3 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих подстанций

Задачей данного раздела является нахождение вероятностных характеристик, которые несут большую смысловую нагрузку, так как по ним производится выбор оборудования подстанций, проводов и опор линий электропередач.

Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов:

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}}, \quad (7)$$

где  $P_{cp}^{баз}$  – средняя мощность за базовый год;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района (для Приморского энергорайона равен 3,2 %);

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

$t_{баз}$  – год в который снимался первый замер.

В качестве базового года принимается последний год перед проектированием, при условии, что он не является аномально холодным или теплым. При проектировании сетей время прогноза принимаем ( $t_{прог} - t_{баз}$ ) равным 5.

Реактивные мощности находятся по формуле:

$$Q_{cp}^{прог} = P_i^{прог} \cdot tg\varphi_3, \quad (8)$$

где  $tg\varphi_3$  – коэффициент мощности нагрузки;

$P_i^{прог}$  – прогнозируемая нагрузка.

Максимальные и среднеквадратичные (эффективные) мощности рассчитываются по следующим формулам:

$$P_{max} = K_{max} \cdot P_{cp}, \quad (9)$$

$$Q_{max} = K_{max} \cdot Q_{cp}, \quad (10)$$

где  $K_{max}$  - коэффициент максимума.

$$P_{ск} = K_{\phi} \cdot P_{cp}, \quad (11)$$

$$Q_{ск} = K_{\phi} \cdot Q_{cp}, \quad (12)$$

где  $K_{\phi}$  - коэффициент формы.

Рассмотрим пример расчета для ПС «Дружба»:

Для зимы:

$$P_{cp.Мамаканская}^{прог} = 5,41 \cdot (1 + 0,032)^5 = 6,332 \text{ МВт}$$

$$P_{max.Мамаканская}^{прог} = 1,2 \cdot 6,332 = 5,382 \text{ МВт}$$

$$P_{ск.Мамаканская}^{прог} = 1,15 \cdot 6,332 = 7,282 \text{ МВт}$$

Для реактивной мощности, а так же мощностей для лета расчет проводится аналогично. Значение вероятностных характеристик подстанции приведены в Таблице 3. (Подробный расчет приложение А).

Таблица 3 – Прогнозные вероятностные характеристики подстанций

ПС		Активная мощность, МВт			Реактивная мощность, МВар		
		$P_{cp}$	$P_{эф}$	$P_{max}$	$Q_{cp}$	$Q_{эф}$	$Q_{max}$
Дружба	зима	6,332	7,282	7,599	1,689	1,942	2,026
	лето	5,382	6,19	6,459	1,435	1,651	1,722
Липовцы	зима	31,472	36,193	37,767	12,589	14,477	15,107
	лето	26,752	30,764	32,102	10,701	12,306	12,841
Барано-Оренбургская	зима	10,91	12,546	13,091	3,519	4,047	4,223
	лето	9,273	10,664	11,128	2,991	3,44	3,59

Продолжение таблицы 3

ПС		Активная мощность, МВт			Реактивная мощность, МВар		
		$P_{cp}$	$P_{эф}$	$P_{max}$	$Q_{cp}$	$Q_{эф}$	$Q_{max}$
Пограничная	зима	12,021	13,824	14,425	3,484	4,007	4,181
	лето	10,218	11,75	12,261	2,962	3,406	3,554

### 3.1 Принципы построения сетей

Руководствуясь принципами построения вариантов схем, составляются 4 варианта схем конфигурации электрической сети.

При проектировании схем электрических сетей должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. В первую очередь необходимо рассматривать работоспособность действующих сетей при перспективном уровне электрических нагрузок с учетом физического и морального износа линий и ПС и их возможной реконструкции (см. п. 4.10).

Развитие сети должно предусматриваться на основе целесообразности использования технически и экономически обоснованного минимума схемных решений, обеспечивающих построение сети из типовых унифицированных элементов в соответствии с нормативно-технической документацией по проектированию ПС и линий.

Схема электрической сети должна быть гибкой и обеспечивать сохранение принятых решений по ее развитию при возможных небольших отклонениях:

уровней электрических нагрузок и балансов мощности от планируемых;  
трасс ВЛ и площадок ПС от намеченных; сроков ввода в работу отдельных энергообъектов. На всех этапах развития сети следует предусматривать возможность ее преобразования с минимальными затратами для достижения конечных схем и параметров линий и ПС.

При проектировании развития сети рекомендуется предусматривать комплексное электроснабжение существующих и перспективных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности. При

этом рекомендуется учитывать нагрузки других потребителей, расположенных в рассматриваемом районе, а также намечаемых на рассматриваемую перспективу.

При проектировании развития системообразующей сети следует исходить из целесообразности многофункционального назначения вновь сооружаемых линий:

увеличение пропускной способности сети для обеспечения устойчивой и надежной параллельной работы ОЭС; надежная выдача мощности электростанций: питание узлов нагрузки.

Рекомендуется избегать прямых связей между электростанциями (без промежуточных отборов мощности), для чего их необходимо прокладывать через крупные узлы нагрузки.

При проектировании развития электрических сетей необходимо обеспечивать снижение потерь электроэнергии до экономически обоснованного уровня.

Схема электрической сети должна допускать возможность эффективного применения современных устройств релейной защиты (РЗ), режимной и противоаварийной автоматики (ПА).

Построение электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды.

Особо важным требованием к схеме является обеспечение необходимой надежности, под которой понимается способность выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах. Согласно ПУЭ все электроприемники по требуемой степени надежности разделены на три категории.

Электрификация основных производственных процессов в настоящее время столь высокого уровня, что даже кратковременное прекращение подачи электроэнергии серьезно влияет на выход готовой продукции, существенно снижает производительность труда и может привести к большим материальным потерям. Не является исключением и аэрофлот. Во всех службах аэрофлота

основным видом энергии является электрическая энергия. Поэтому отключение электропитания практически парализует деятельность этого сложного производственного объединения. Нарушение электроснабжения АТБ, складов ГСМ, аэровокзала и других производственных узлов приведет к прекращению подготовки авиатехники к полетам, задержкам рейсов и нарушению регулярности полетов. Обесточивания КДП и других объектов посадки УВД приводит к резкому уменьшению производительной способности аэропортов, может повлечь за собой его закрытие, а при неблагоприятном стечении обстоятельств является причиной летного происшествия и даже катастрофы, поэтому к надежности электроснабжения аэропорта предъявляется повышенное требование, которые необходимо выполнять. Следовательно, рационально построение схемы электроснабжения аэропорта имеет серьезное значение.

Исходя из вышесказанного потребитель проектируемой ПС Аэропорт-терминал по надежности электроснабжения принимается первая категория.

При разработке вариантов следует отдавать предпочтение:

- вариантам, в которых разветвление сети происходит в узле нагрузки;
- вариантам с простыми схемами подстанций и с минимальным количеством трансформаций.

### 3.2 Разработка вариантов конфигураций электрической сети

В рамках данного проекта разработано четыре варианта.

#### Вариант № 1

В варианте №1 питание ПС «Пограничная» осуществляется от шины ПС 110/35/6 кВ «Липовцы». Линия 110 кВ «Липовцы» - «Пограничная» одноцепная радиальная протяженностью 49,2 км. Карта-схема сети приведена на рисунке 2.

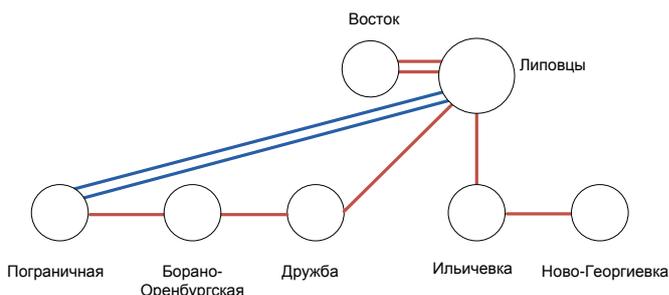


Рисунок 2 – Вариант подключения ПС Пограничная № 1

В варианте №1 питание ПС «Пограничная» осуществляется от ПС «Липовцы»

Магистральная сеть. Эта схема характеризуется равномерным распределением мощности, обеспечивает меньшие потери, не вызывает увеличения токов КЗ, позволяет осуществлять четкое ведение режимов работы сети, обеспечивает возможность присоединения ПС по простейшим схемам.

Схема соединения электрической сети - магистральная. Для реализации данного варианта на ПС Пограничная потребуется реконструкция ПС «Пограничная», для присоединения к шинам 110 кВ потребуется реконструкция ОРУ 110 кВ «Липовцы».

### **Вариант №2**

В варианте №2 питание ПС «Пограничная» осуществляется от линии 110 кВ «Липовцы-Приозерная». Линия 110 кВ «Липовцы» - «Пограничная» одноцепная магистральная протяженностью 54,86 км Карта-схема сети приведена на рисунке 3.

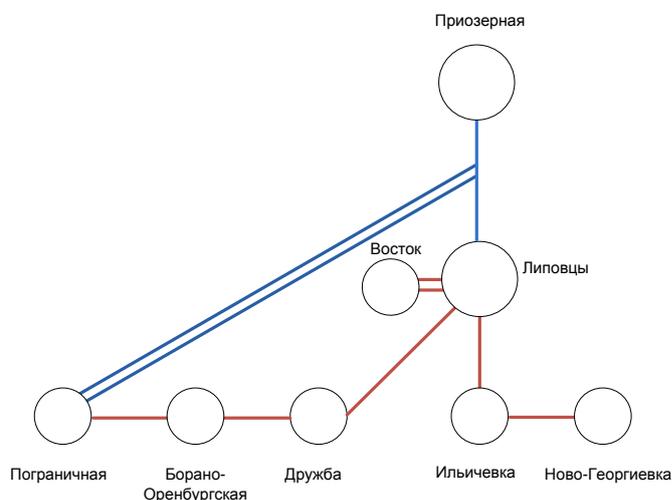


Рисунок 3 - Вариант подключения нагрузки ПС Пограничная № 2

Достоинством этого варианта является также, как и в первом варианте, равномерное распределение мощности, обеспечивает меньшие потери, не вызывает увеличения токов КЗ, позволяет осуществлять четкое ведение режимов работы сети, обеспечивает возможность присоединения ПС по простейшим схемам.

По способу присоединения к сети ПС «Аэропорт-терминал» будет проходной.

Схема соединения электрической сети - магистральная. ПС Пограничная будет подключаться к действующей сети 110 кВ. Для реализации данного варианта потребуется реконструкция ПС Пограничная

### **Вариант №3**

Питание ПС «Пограничная» будет осуществляться по прежней схеме.

На подстанции «Пограничная» произведем реконструкцию, так же в ходе реконструкции произведем замену трансформатора.

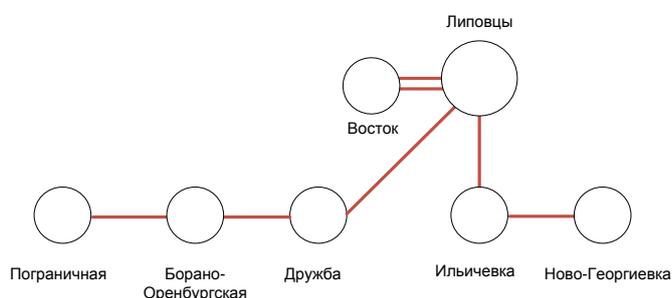


Рисунок 4 - Вариант подключения ПС Пограничная № 3

Третий вариант подключения подстанции Пограничная заключается в ее реконструкции и замене трансформатора.

Это обеспечит наименьшие потери электроэнергии и наиболее устойчивый уровень напряжения.

Схема соединения электрической сети - магистральная.

Для осуществления данного варианта, следует выполнить реконструкцию ПС Пограничная.

### **3.3. 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. /2/.

### **Вариант №1,2.**

Расчётное рациональное напряжение на участке «Липовцы – Пограничная» равно 73,5 кВ (расчет в Приложении 1 MathCad). Линию целесообразно выполнить на 110 кВ

### **Вариант №3**

Расчёт рационального напряжения не требуется, так как в данном варианте ПС Пограничная будет подключена к действующей сети.

### **3.4 Выбор компенсирующих устройств**

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 используется компенсация 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 необходима компенсация реактивной мощности;

если расчетный коэффициент мощности меньше требуемого, это означает, что на приемнике электроэнергии компенсация реактивной мощности не требуется.

Расчетный коэффициент мощности определяется по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{расч}} = \frac{Q_{\text{max}}}{P_{\text{max}}}, \quad (1)$$

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

$Q_{\max}$  – максимальная реактивная мощность потребителя.

Требуемый коэффициент мощности принимается на основании приказа минпромэнерго От 22 февраля 2007 г. N 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).

Требуемая мощность компенсирующих устройств определяется по выражению:

$$Q_{KV}^{mp} = Q_{\max} - P_{\max} \cdot tg\varphi_{пред} = (tg\varphi_{расч} - tg\varphi_{пред}) \cdot P_{\max}, \quad (2)$$

где  $tg\varphi_{пред}$  - предельный коэффициент реактивной мощности;

Фактическая мощность компенсирующих устройств  $Q_{KV}^{\Phi}$  выбирается по каталогам производителей с условием максимального приближения к требуемой. При мощности до 10 МВАр компенсирующее устройство набирается из батарей конденсаторов, а при  $Q_{KV}^{mp} > 10$  МВАр выбирается статический тиристорный компенсатор.

Реактивная мощность, которая будет передаваться по электрической сети после компенсации реактивной мощности ( $Q_{неск}$ ) равна:

$$Q_{неск} = Q_{\max} - Q_{KV}^{\Phi}, \quad (3)$$

Таким образом, для каждой подстанции 110 кВ рассматриваемой сети по выражению (2) определяется необходимость установки компенсирующих устройств

Таблица 1 - Результаты выбора КУ приведены в таблице 1.

Наименование ПС	Qmax, Мвар	Pmax, МВт	Требуемая мощность, МВАр	Тип КУ	Qф, Мвар	Qнеск, Мвар
1	2	3	4	5	6	7

Пограничная	4.181	14,425	-3.031	не требуется	0	7.212
-------------	-------	--------	--------	--------------	---	-------

### 3.5 Выбор проводников по экономическим токовым интервалам.

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. [8]

Суммарное сечение проводников ВЛ принимается /7/ 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./8/

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

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (4)$$

где  $I_5$  - ток линии на пятом году ее эксплуатации;

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

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

Введение коэффициента  $\alpha_i$  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  $\alpha_T$  принимаются по данным табл. 43.6 /6/

Для определения тока на 5 год эксплуатации мы изначально при проектировании спрогнозировали нагрузки в разделе 3. Таким образом, мы уже оперируем прогнозируемыми нагрузками. Тогда для нахождения тока на пятом году эксплуатации нам необходимо

$$I_5 = \frac{\sqrt{(P_{\max}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_c}, \quad (5)$$

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 Принимаем края принимается 4 район по гололёду.

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 2 и 3.

Таблица 2 – Сечения проводов на проектируемых ветвях для первого и второго варианта (110 кВ)

Наименование ВЛ	РвЛ, МВт	Qнеск, Мвар	I, А	Ip, А	Марка провода	Текущая марка провода	Замена провода
-----------------	----------	-------------	------	-------	---------------	-----------------------	----------------

Вариант №1							
Пограничная-Липовцы	14,3	2	76	80	АС-120	-	-
Вариант №2							
Пограничная-Липовцы	14,3	2	76	80	АС-120	-	-

### Проверка выбранных проводов по допустимой потере напряжения

Данная проверка проводится при выборе сечения линий 35 кВ, а также всех кабельных линий.

Реактивная составляющая потери напряжения рассчитывается по формуле, кВ:

$$\Delta U_p = \frac{X_0 \cdot Q_{\text{неск}} \cdot 0,5 \cdot L}{U_{\text{ном}}} \quad (6)$$

Активная составляющая падения напряжения, кВ:

$$\Delta U_a = 1,75 - \Delta U_p \quad (7)$$

Искомое сечение провода находится по формуле, мм<sup>2</sup>:

$$F = \frac{\rho \cdot P \cdot 0,5 \cdot L}{\Delta U_a \cdot 110} \quad (8)$$

Проверка выбранного сечения провода производим по формуле падения напряжения, кВ:

$$\Delta U = \frac{r \cdot P \cdot 0,5 \cdot L + Q_{\text{неск}} \cdot 0,5 \cdot x \cdot L}{110} \quad (9)$$

Таблица 4 – Проверка проводов по допустимой потере напряжения

Наименование ВЛ	U ном	ΔU	x0	Дли на	r0	ΔU расч	ΔU, кВ	F, мм <sup>2</sup>	Проверка
-----------------	-------	----	----	--------	----	---------	--------	--------------------	----------

Липовцы- Пограничная	110	1,75	0,4	49,2	0,244	0,645	1,105	38,763	1,022
-------------------------	-----	------	-----	------	-------	-------	-------	--------	-------

### 3.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Выбор трансформаторов производится по расчётной мощности для каждого из узлов. Поскольку на проектируемой ПС мы имеем потребителей 1 категории, то на всех ПС необходима установка 2 трансформаторов. В случае, когда мощность трансформаторов выбрана правильно, надежное электроснабжение потребителей обеспечивается даже при аварийном отключении одного из них.

Мощность трансформатора рассчитывается по формуле, МВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot k_3^{opt}}, \quad (10)$$

где  $P_{cp}$  – средняя активная зимняя мощность подстанции (максимальная), МВт;

$Q_{неск}$  – некомпенсированная реактивная мощность, МВАр;

$n_T$  – количество трансформаторов на подстанции;

$k_3^{opt}$  – оптимальный коэффициент загрузки (0,7 для двухтрансформаторной подстанции).

Для проектируемой подстанции Аэропорт-терминал (узел 4)

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{2 \cdot 0,7} = 10,013$$

По таблице 6.8 /7/ выбираем трансформатор ТДТН- 10000/110 для вариантов на класс напряжения 110 кВ, ТМН – 10000/35 – на 35 кВ.

Проверяем трансформатор по коэффициенту загрузки в нормальном зимнем (максимальном) режиме:

$$k_{з.норм.реж} = \frac{\sqrt{P_{срз}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{ном}} \quad (11)$$

При этом должны соблюдаться условия:

$$k_{з.норм.реж} \leq 0,5 \div 0,75$$

Последним этапом проверки трансформаторов является проверка на послеаварийную загрузку. Эта проверка модулирует ситуацию переноса нагрузки двух трансформаторов на один.

$$k_{з.п.ав} = \frac{\sqrt{P_{срз}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ном}} \quad (12)$$

При этом послеаварийный коэффициент загрузки должен отвечать следующему условию

$$K_{з.п.ав} \leq 1,4$$

Для проектируемой ПС Пограничная:

$$K_{з.п.ав} = 1,4$$

В послеаварийном режиме допускается отключать 5% нагрузки потребителей III категории. Потребители проектируемой подстанции относятся к I категории, поэтому отключение их недопустимо. Однако, для принятия решения о мощности трансформатора для ПС Аэропорт-терминал и во избежание низкого коэффициента загрузки трансформатора большей мощности, проведем проверку температурного режима силового трансформатора ТДН – 10000 при его перегрузке в аварийном режиме выше допустимого коэффициента 1,4.

Трансформаторы во всех узлах, в том числе и в проектируемом, прошли проверку, как в нормальном, так и в послеаварийном режиме.

Таблица 5 - Расчетные данные по трансформаторам

Наименование ПС	Рср, МВт	Qнеск, Мвар	Мощность тр-ра расчетн, МВА	Мощность тр-ра выбран	К з.н.реж	К з.п.ав	Тип тр-ра	Замена тр-ра
Аэропорт-терминал	12,021	7,2	10,013	10	0,701	1,402	ТДН-10000/110 (ТМН-10000/35)	Не требуется

### 3.7 Выбор двух конкурентно способных вариантов развития электрической сети

Таблица 6 – Сравнение вариантов по суммарной длине линий в одноцепном исполнении и суммарному количеству выключателей

№ Варианта	1	2	3
$L_{\Sigma}$ , км, 110 кВ	49,2	54,86	
$L_{\Sigma}$ , км, 35 кВ			
$N_{Q 110 \text{ кВ}}$	4	2	
$N_{Q 35 \text{ кВ}}$			0

Варианты 1,2,3 прошли проверку на пропускную способность головных участков. В варианте №2 требуется меньшее число выключателей 110 кВ, чем в варианте №1,2. В вариантах №1,2 длина линий одинаковая, строительство линии на класс напряжения 35 кВ не требуется.

В варианте №2 меньшее количество выключателей, чем в варианте № 1

Затраты на монтаж и дальнейшую эксплуатацию линий 110 кВ, а также необходимую реконструкцию на ПС Пограничная и установку дополнительного трансформатора 110/35/10 кВ в 1 и 2 вариантах, значительно выше, чем в третьем варианте.

Таким образом, для дальнейшего анализа оставляем 2, 3 варианты.

## 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В условиях рыночной экономики решающее условие финансовой устойчивости предприятия – эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект. Поскольку капитальные вложения всегда ограничены финансовыми возможностями предприятия, а достижение результата отдалено во времени, возникает необходимость планирования инвестиционных решений и оценки экономической эффективности.

Поэтому целью данного раздела является сравнение затрат на реализацию предлагаемых вариантов конфигурации электрической сети и оценка экономической эффективности проектируемой сети для конечного варианта.

Исходя из поставленной цели, сформулируем следующие задачи:

- рассчитать затраты на реализацию вариантов;
- определить эксплуатационные издержки;
- рассчитать себестоимость передачи электроэнергии для выбранной конфигурации.

### 4.1 Расчёт капитальных вложений

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 используются на строительно-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

Сети 110 кВ и ниже принадлежат филиалу ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» – Хабаровские электрические сети.

Для линий и трансформаторов указаны цены 2000 года, соответственно необходимо будет учитывать и коэффициент инфляции.

На каждой подстанции установлены элегазовые выключатели.

Для электрических сетей /4/

$$K = K_{ВЛС} + K_{ПСС} + K_{выкл}, \quad (15)$$

где  $K_{ВЛ\Sigma}$  - капиталовложение на сооружение воздушных линий, тыс.руб;  
 $K_{ПС}$  - капиталовложение на строительство подстанций, тыс.руб;  
 $K_{выкл}$  - капиталовложение на установку выключателей, тыс.руб.

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.

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.

Капиталовложение на сооружение воздушных линий определяются:

$$K_{ВЛ} = \left[ (\Sigma L \cdot k_{УД}) \cdot K_p \cdot K_{инф} \right] \cdot K_{КОР} + L \cdot S_{УД} \cdot K_{ОСВ.УД.}, \quad (16)$$

где  $K_{инф} = 4,54$  – коэффициент инфляции [4];

$k_{УД}$  – удельная стоимость 1 км линии;

$K_p = 1,4$  – районный коэффициент [4];

$K_{КОР} = 1,125$  – коэффициент коррекции [4];

$S_{УД}$  – площадь постоянного отвода земли;

$K_{ОСВ.УД.} = 0,609$  тыс. руб/м<sup>2</sup> – удельная стоимость освоения земель под строительство /4/.

Подробный расчёт капиталовложений на сооружение ВЛЭП приведен в приложении 1.

Для первого варианта  $K_{ВЛ110} = 62040$  тыс. руб.

Для третьего варианта  $K_{ВЛ35} = 46090$  тыс. руб.

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.

Капиталовложения на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = \left[ \left[ (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ}) \cdot K_{ЗАТ} \right] \cdot K_P \cdot K_{ИНФ} \right] \cdot K_{КОР} + S_{ПС} \cdot k_{ОСВ.УД.}, \quad (17)$$

где  $K_{инф} = 5,78$  – коэффициент инфляции по Амурской области;

$K_{ЗАТ} = 1,155$  – затраты на ПС: на благоустройство временных зданий и сооружений, на проектно-изыскательные работы, затраты на подготовку территории и т.д. /4/

$S_{ПС}$  - площадь подстанции;

$K_P = 1,4$  – районный коэффициент /4/;

*Капитальные затраты на ОРУ.*

Стоимость ОРУ зависит от его типа и уровня напряжения.

Капитальные затраты на ОРУ зависят от принятой схемы распределительного устройства на ПС.

*Капитальные затраты на силовые трансформаторы.*

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения. Капитальные затраты на силовые трансформаторы будут определяться по формуле /4/:

$$K_{ТР} = \Sigma C_{ТРi} \cdot n_{ТР}, \quad (18)$$

где  $C_{ТРi}$  - цена одного трансформатора;

$n_{ТР}$  – количество силовых трансформаторов.

Подробный расчёт капиталовложений на сооружение ПС приведен в приложении А.

Результаты сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Капитальные затраты для ввода ПС «Аэропорт-терминал», тыс. руб.

Вариант	$K_{TP}$	$K_{ВЛ}$	$K_{ПС}$	$K_{В}$	$K$
1	71100	1292000	1580000	870	2873000
2	71100	1441000	1580000	600	3022000

#### 4.2 Расчёт издержек

Издержки для обоих вариантов /4/

$$I = I_a + I_{pzo} + I_{\Delta W}, \quad (19)$$

где  $I_a$  – амортизационные отчисления;

$I_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии;

$I_{pzo}$  – издержки на ремонт, эксплуатацию и обслуживание.

Издержки  $I_a$ :

$$I_a = k_a \cdot K_{лэн}, \quad (20)$$

где  $k_a$  – норма амортизационных отчислений для ВЛ ( $k_a = 2\%$ ).

Издержки  $I_{pzo}$ :

$$I_{pzo} = \alpha_{pzo} \cdot K_{вл}, \quad (21)$$

где  $\alpha_{pzo} = 0,8\%$  – ежегодные отчисления на ремонт, эксплуатацию и обслуживание.

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = C_0 \cdot \Delta W_{лэн}, \quad (22)$$

где  $\Delta W_{лэп}$  – потери электроэнергии в ЛЭП.

Издержки для обоих вариантов:

Таблица 8 – Эксплуатационные издержки

Вид издержек	Схема № 1	Схема № 2
И <sub>А</sub> , тыс. руб.	5575,00	4056,00
И <sub>РЭО</sub> тыс. руб.	28840,00	12630,00
И <sub>ΔW</sub> тыс. руб.	27790	23100
И <sub>Σ</sub> тыс. руб.	77775	48040

После того, как рассчитаны издержки и капиталовложения, находятся затраты.

#### 4.3 Определение затрат

Затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (23)$$

Где  $E$  – норматив дисконтирования. Он принимается равным ставке рефинансирования ЦБ РФ, и равен 0,0825.

По формуле определяем затраты для каждого варианта схемы.

$$Z_2 = 163,402 \text{ млн. руб.}$$

$$Z_3 = 93,436 \text{ млн. руб.}$$

Затраты на проектируемую электрическую сеть не полные, потому что, как было сказано выше, многое оборудование не учитывалось.

Разница среднегодовых эквивалентных расходов между двумя вариантами равна 57 %. Поэтому выбираем третий вариант: он дешевле, а значит и экономически выгоднее, и в надежности не уступает третьему.

Подробные расчеты приведены в приложении А.

#### 4.4 Определение себестоимости

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле [4]:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (24)$$

где  $W$  – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

$I$  – издержки;

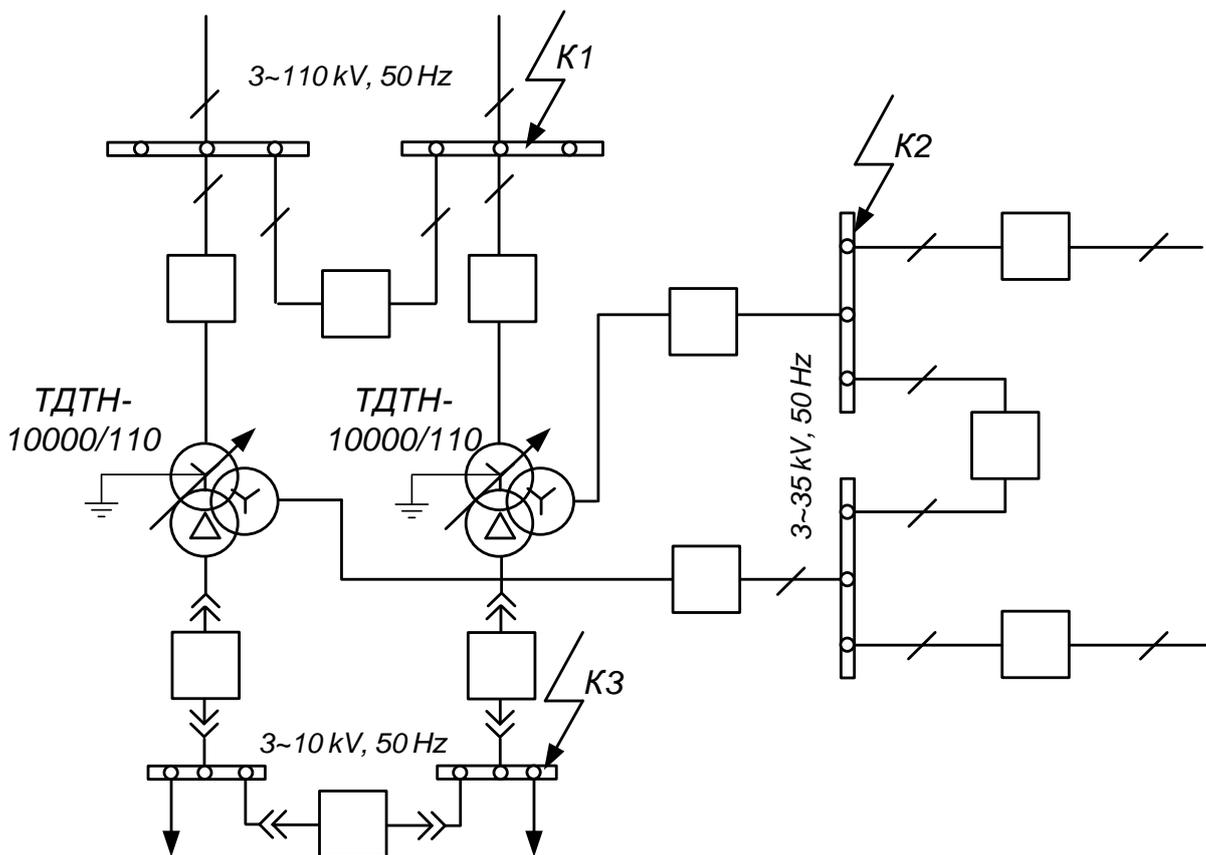
$C$  – себестоимость.

Тогда себестоимость передачи и распределения электроэнергии для первого варианта составит 0,025 руб./кВт·ч.

## 1.7 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания производится для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников на станциях и подстанциях. Значения периодической составляющей тока КЗ  $I_{по}$ , периодической составляющей тока КЗ в момент отключения  $I_{пт}$ , аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения  $i_{ат}$  в заданной точке необходимо для проверки коммутационной способности выключателя, значение ударного тока КЗ  $i_{уд}$  необходимо для проверки электродинамической стойкости коммутационных аппаратов и трансформаторов тока.

Данный расчет проводился для выбора оборудования на всех РУ ПС «Пограничная». Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 12.



**ПС «Пограничная»**

Рисунок 12 – Расчетное место КЗ

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай КЗ.

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим для точки К1.

При расчете токов КЗ приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ПС «Липовцы» используется расчетные данные о токах короткого замыкания с учетом перспективы, при этом расчетный ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС «Биробиджан» составляет 10,497 кА. Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц. На рисунке 13 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

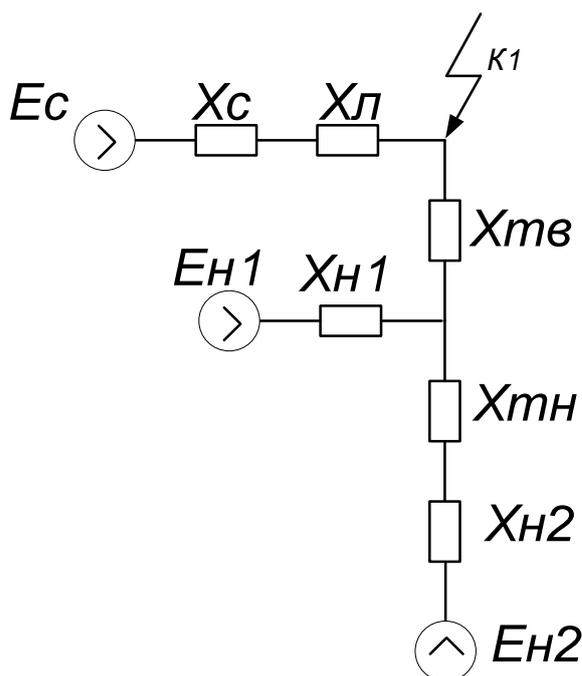


Рисунок 13 – Схема замещения

Принимаем базисные условия: базисная мощность [1]:

- 1)  $S_b = 10$  (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 110 (кВ)  $U_{б110} = 115$ ,
- 3) базисное напряжение на стороне 35 (кВ)  $U_{б35} = 37$ ,
- 4) базисное напряжение на стороне 10 (кВ)  $U_{б10} = 10,5$ .
- 5) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (13)$$

где  $I_{\sigma}$ ,  $U_{\sigma}$  – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{\sigma 110} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,05 \text{ (кА)}$$

$$I_{\sigma 35} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,16 \text{ (кА)}$$

$$I_{\sigma 10} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,55 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.) [8]:

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ (ПС «Биробиджан»):

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{c1}} \quad (14)$$

$$X_c = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 4,36} = 0,01 \text{ (о.е.)}$$

где  $S_c$  – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ «Липовцы», согласно исходным данным:

Сопротивление ВЛ:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{cp}}^2} \quad (15)$$

где  $x_{\text{уд}}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

$l$  – длина ВЛ (км)

$$X_{\text{ЛЛ}} = 0,4 \cdot 49,2 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,015 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления обмоток трансформаторов установленных на подстанции «Пограничная» (о.е.):

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (16)$$

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (10,5 + 17 - 6) \cdot \frac{10}{10} = 0,108 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (17)$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17 + 6) \cdot \frac{10}{10} = 0,063 \text{ (о.е.)}$$

где  $u_{K\%}$ , – напряжение короткого замыкания трансформатора соответствующих обмоток трансформатора (%)

Сопротивление нагрузки (в режиме зимнего максимума) (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (18)$$

где  $S_H$ , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{10}{\sqrt{1,44^2 + 0,4181^2}} = 2,334 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{10}{\sqrt{12,9825^2 + 3,7629^2}} = 0,259 \text{ (о.е.)}$$

Последовательное преобразование схемы замещения показано на рисунках 14, 15, 16:

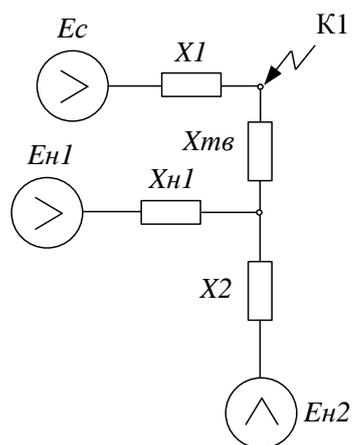


Рисунок 14 – Преобразование схемы замещения

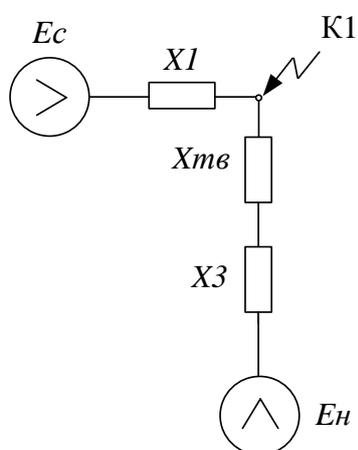


Рисунок 15 – Преобразование схемы замещения

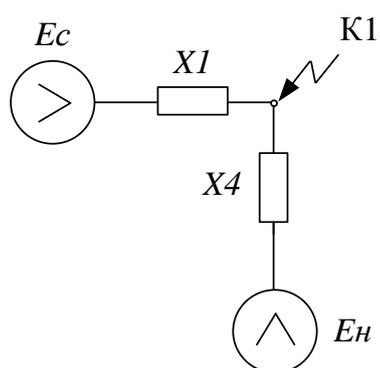


Рисунок 16 – Преобразование схемы замещения

Проводим подробный расчет сопротивлений при преобразовании схемы замещения:

$$X1 = X_C + X_{\text{Л}} = 0,012 + 0,015 = 0,026 (\text{о.е.})$$

$$X2 = X_{\text{ТН}} + X_{\text{Н2}} = 0,063 + 0,259 = 0,321 (\text{о.е.})$$

$$X3 = \frac{X2 \cdot X_{\text{Н1}}}{X2 + X_{\text{Н1}}} = \frac{0,026 \cdot 2,334}{0,026 + 2,334} = 0,283 (\text{о.е.})$$

$$E_{\text{Н}} = 0,85 (\text{о.е.})$$

$$X4 = X3 + X_{\text{ТВ}} = \frac{0,56 \cdot 0,17}{0,56 + 0,17} = 0,13 (\text{о.е.})$$

$$X_{\text{р}} = \frac{X1 \cdot X4}{X1 + X4} = \frac{0,026 \cdot 0,39}{0,026 + 0,39} = 0,025 (\text{о.е.})$$

$$E_{\text{р}} = \frac{E_{\text{с}} \cdot X4 + E_{\text{Н}} \cdot X1}{X1 + X4} = \frac{1 \cdot 0,39 + 0,85 \cdot 0,026}{0,39 + 0,026} = 0,99 (\text{о.е.})$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке К1:

$$I_{\text{но}} = \frac{E_{\text{р}}}{X_{\text{р}}} \cdot I_{\text{Г110}} = \frac{0,99}{0,025} \cdot 0,05 = 2,943 (\text{кА}) \quad (19)$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но1}} \cdot e^{\frac{-T_{\text{ОВ}}}{T_{\text{а}}}} \quad (20)$$

где  $I_{\text{ат}}$  – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

$I_{\text{но}}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{\text{ов}}$  – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,6 сек.

$T_{\text{а}}$  – постоянная времени.

Определяем значение апериодической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{об}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,003 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,08}} = 0,01 \text{ (кА)}$$

Постоянная времени определяется по следующей формуле [1]:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (21)$$

где  $X_p$  – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

$R_p$  – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

$\omega$  – угловая частота (314 рад/сек.)

Определяем постоянную времени для первой точки:

$$T_a = \frac{0,025}{314 \cdot 0,001} = 0,08$$

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (22)$$

$$I_{y0} = \sqrt{2} \cdot 2,003 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,016}} \right) = 7,833 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 2 и 3 результаты расчета сводятся в таблицу 22:

Таблица 22 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{но}, (кА)$	$I_{ат}, (кА)$	$I_{уд}, (кА)$
К1	2,943	0,02	7,833
К2	6,13	0,02	11,85
К3	10,15	0,02	19,28

### 1.8 Выбор оборудования РУ ПС «Ленинск»

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, выбранной схемы РУ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции. Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов. Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 23. В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, нелинейные ограничители перенапряжений.

Таблица 23 – Максимальные рабочие токи в РУ ПС «Пограничная»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
110	167
35	247
10,5	586

#### 1.8.1 Выбор выключателей. Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [8]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (23)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (24)$$

Напряжение сети 110 кВ.

Первоначально принимаем для установки на ПС «Ленинск» элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический.

Дугогасительное устройство работает на принципе пневматического дутья. Выключатель снабжен фильтром для поглощения влаги и продуктов разложения элегаза.

Шкаф управления оснащен пневматическим приводом, который производит отключение выключателя при подаче воздуха в надпоршневое пространство привода. В отключенном положении контакты удерживаются с помощью механической защелки.

Включение осуществляется при помощи пружин при выбивании защелки привода. Связь между приводом и гасительным устройством осуществляется посредством изоляционной тяги, размещенной в опорной колонке. Распределительный шкаф предназначен для пневматической и электрической связи трех полюсов выключателя.

Данного типа выключатели обладают следующими преимуществами:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- высокая стойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения. Для элегазовых выключателей – до 5000 отключений номинальных токов и 20-50 отключений номинальных токов отключения:

- отсутствие в процессе работы внешних эффектов и загрязнений окружающей среды;

- отсутствие дополнительных динамических нагрузок на фундамент при коммутации токов КЗ.

Выбранный выключатель проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость.

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (25)$$

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

$t_{тер}$  - время термической стойкости,

$B_k$  - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (26)$$

где  $I_{пр.скв}$  - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$  - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение  $B_k$  можно определить по формуле:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (27)$$

где  $I_{но}$  - периодическая составляющая тока КЗ (кА);

$t_{отк}$  - время отключения выключателя (сек);

$T_a$  - постоянная времени.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 24:

Таблица 24 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2500	167	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$

Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	2,003	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$ , Иуд, (кА)	102	5,332	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения Иоткл (кА)	20	2,003	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $I_a$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 =$ 12,456	0.01	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , Иуд (кА)	102	5,332	$I_{прскв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	54.96	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам.

Выбор выключателей на стороне 35 кВ.

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	247	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	12,5	6,13	$I_{вкл} \geq I_{но}$

Наибольший пик тока включения $I_{пик}$ , Iуд, (кА)	31,5	11,85	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	12,5	6,13	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $I_a$ (кА)	7,9	0,02	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , Iуд (кА)	31	11,85	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	5000	112,73	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выбор выключателей на стороне 10 кВ.

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-М-10-630-20УЗ.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 26:

Таблица 26 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	238	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	10,15	$I_{вкл} \geq I_{но}$

Наибольший пик тока включения $I_{пик}$ , $I_{уд}$ , (кА)	51	19,28	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	10,15	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $I_a$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 =$ 8,48	0,02	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{пр скв}$ , $I_{уд}$ (кА)	51	19,28	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	309,06	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатели проходят по всем параметрам.

*1.8.2 Выбор разъединителей.* Выбор разъединителей 110 кВ. Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой [8].

По напряжению и максимальному рабочему току выберем разъединители марки РНДЗ-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двухколонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	167	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной	80	2,003	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$

ток Ипрскв, Iуд (кА)			
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2790,75$	54,96	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

Выбор разъединителей 35 кВ. На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	247	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток Ипрскв, Iуд (кА)	63	11,85	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	1875	112,73	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

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

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (28)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_{\text{к}} = 0,1$  Ом.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (29)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается 100 м, для РУ35, 10 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 110 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (30)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2 = 1$  А.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 233. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 29, 30, 31.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 233	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 233	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 233	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110  $S_{np}=1,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 кВ  $S_{np} = 0,62$

ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ  $S_{np} = 0,62$

ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{проб}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 110 кВ):

$$Z_{2.110} = r_{\text{пров}} + r_{\text{проб}} + r_{\text{к}} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 кВ):

$$Z_{2.35} = r_{\text{пров}} + r_{\text{проб}} + r_{\text{к}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 10 кВ):

$$Z_{2.10} = r_{\text{пров}} + r_{\text{проб}} + r_{\text{к}} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОЛ-110 Ш, с номинальным током первичной обмотки 630 А.

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (кВ)	110	110	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ (А)	630	167	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}$
Предельный сквозной ток $I_{\text{прскв}}$ , $I_{\text{уд}}$ (кА)	126	5,332	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$

Продолжение таблицы 32

Термическая стойкость, $I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 68^2 \cdot 3 = 13872$	54,96	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
---	--	-------	---

Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	20	2,43	$z_{2ном} \geq z_2$
--	----	------	---------------------

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III с номинальным током первичной обмотки 630 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 33.

Таблица 33 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение Uном (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток Iном (А)	630	247	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток Iпрскв, Iуд (кА)	125	11,85	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, Iтер <sup>2</sup> × tтер (кА <sup>2</sup> с)	7203	112,73	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	30	1,15	$z_{2ном} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТОЛ-10-I-1 с номинальным током первичной обмотки 630 А. Сравнение параметров приведено в таблице 34.

Таблица 34 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение Uном (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток Iном (А)	630	586	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$

Продолжение таблицы 34

Предельный сквозной ток Iпрскв, Iуд (кА)	52	19,28	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
--	----	-------	--------------------------

Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $35^2 \cdot 3 =$ $3675$	309,06	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

1.8.4 Выбор трансформаторов напряжения. Трансформаторы напряжения выбираются [6]:

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

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (31)$$

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

$S_2$  - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7

Продолжение таблицы 35

Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5

Счетчик АЭ	Меркурий 233	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110

Таблица 36 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	39 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Таблица 38 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

нагрузка в классе точности 0,2			
--------------------------------	--	--	--

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 39. Таблица 39 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Меркурий 233	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			5

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 40 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	5 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

*1.8.5 Выбор гибкой ошиновки.* Выбор гибкой ошиновки проводится на подстанции при напряжении 110 кВ т.к. распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе [6].

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 167 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 240/32 с максимально

допустимым током 619 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется т.к. шины выполнены голыми проводами расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на сжестывание не требуется.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (32)$$

где  $m$  - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

$r_0$  - радиус провода 1,18 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,18}} \right) = 31,69 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (33)$$

где  $U$  – линейное напряжение на проводе (принимается 115 кВ);

$D_{cp}$  - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{1,18}} = 13,8 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9E_0$ . Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$14,7 \leq 28,52$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условию выбора.

*1.8.6 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ.* Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Ленинск». Максимальный рабочий ток составляет 586 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами  $50 \times 5$  мм (сечение  $2,5 \text{ см}^2$ ), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 600 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{199,75}}{91} = 0,16 \text{ (см}^2\text{)} \quad (34)$$

где  $B_k$  – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

$C$  - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{5,21}{2,5}} = 1,12 \text{ (м)} \quad (35)$$

где  $J$  – момент инерции шины ( $\text{см}^3 \times \text{см}$ ).

$q$  - сечение проводника, в данном случае 2,5 ( $\text{см}^2$ )

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (36)$$

Согласно расчету принимаем пролет между изоляторами 1,1 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{19280^2}{0,4} = 169,93 \quad (37)$$

где  $i_{yd}$  – ударный ток короткого замыкания (А).

$a$  - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 (\text{см}^3) \quad (38)$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{19280^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 0,99 \text{ (МПа)} \quad (39)$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно, данное сечение оставляем

## 1.11 Молниезащита и заземление подстанции «Парус»

### 1.11.1 Расчет заземления подстанции «Парус»

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения /18/.

В электроустановках заземляются корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнить своих функций или нарушается режим работы электроустановки /18/.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью разрядников, ОПН, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители. В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы; металлические и железобетонные конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землёй; свинцовые оболочки кабелей. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках.

В соответствии с /ПУЭ/ все металлические части электроустановок,

нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Заземляющее устройство должно отвечать условию  $R_3 < 4 \text{ Ом}$  (ПУЭ раздел 1.7.96).

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Для выполнения горизонтальных заземлителей используем полосу из оцинкованной стали размером 4x30 мм (площадь сечения –  $F_{\text{пол}}=160 \text{ мм}^2$ ), уложенную на глубину  $h_3=0,7 \text{ м}$  /7/. Вертикальные заземлители выполним из оцинкованного стального прутка диаметром  $d = 15 \text{ мм}$  ( $F_{\text{пр}}=176,6 \text{ мм}^2$ ) и длиной  $l_B=5 \text{ м}$ .

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям /7/:

1) коррозионной стойкости:

– вертикальный заземлитель:

$$F_{\text{кор.в.мин}} = \pi \cdot S_{\text{cp}} \cdot (d + S_{\text{cp}}) = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (15 + 0,67) = 32,97 \text{ мм}^2, \quad (50)$$

где  $S_{\text{cp}} = a_3 \cdot \ln^3 T + a_2 \cdot \ln^2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0$ ;

$T = 240 \text{ мес.}$  – время использования заземлителя (20 лет);

$a_3, a_2, a_1, a_0$  – коэффициенты, зависящие от свойств грунта.

$$S_{\text{cp}} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + (-0,00104) \cdot \ln 240 + 0,224 = 0,67 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{пр}} = 176,6 > F_{\text{кор.мин}} = 32,97 \text{ мм}^2;$$

– горизонтальный заземлитель:

$$F_{\text{кор.г.мин}} = \pi \cdot S_{\text{cp}} \cdot (d + S_{\text{cp}}) = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (12,36 + 0,67) = 27,42 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{пол}} = 160 > F_{\text{кор.г.мин}} = 27,42 \text{ мм}^2;$$

2) механической прочности:

Должно выполняться условие:

$$F_{\text{м.п.}} \geq F_{\text{кор.мин}} + F_{\text{т.с.мин}} \cdot \quad (52)$$

Для вертикального заземлителя:

$$F_{\text{м.п.}} = F_{\text{пр}} = 176,6 > (F_{\text{кор.в.мин}} + F_{\text{т.с.мин}}) = (32,97 + 58,9) = 91,88 \text{ мм}^2.$$

Для горизонтального заземлителя:

$$F_{\text{м.п.}} = F_{\text{пол}} = 160 > (F_{\text{кор.г.мин}} + F_{\text{т.с.мин}}) = (27,42 + 58,9) = 86,3 \text{ мм}^2.$$

Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, создавая заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование /23/.

Размер площади ПС «Парус», используемой под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя) /7/:

$$S_1 = (A_1 + 2 \cdot 1,5) \cdot (B_1 + 2 \cdot 1,5) = 93 \cdot 103 = 9579 \text{ м}^2, \quad (53)$$

где  $A_1 = 90$  – ширина территории, занимаемой заземлителем, м;

$B_1 = 100$  – длина территории, занимаемой заземлителем, м.

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{\text{гр}} = \frac{2 \cdot S_1}{a_{\text{г}}} = \frac{2 \cdot 9579}{6} = 3193 \text{ м}, \quad (54)$$

где  $a_{\text{г}} = 6$  – расстояние между полосами сетки, м.

Определим число горизонтальных ячеек по стороне  $A_1$  и  $B_1$ :

$$m_{A_1} = \frac{A_1}{a_{\text{г}}} = \frac{90}{6} = 15 \text{ ячеек по стороне } A_1,$$

$$m_{B_1} = \frac{B_1}{a_{\text{г}}} = \frac{100}{6} = 17 \text{ ячеек по стороне } B_1.$$

Принимаем  $m_{A1} = 15$ ;  $m_{B1} = 17$ .

Уточняем длину горизонтальных полос для квадратичной модели со стороны  $\sqrt{S_1} = 97,87$  м. В этом случае число ячеек:

$$m_1 = \frac{L_{1г}}{2 \cdot \sqrt{S_1}} - 1 = \frac{3193}{2 \cdot 97,87} - 1 = 15,312. \quad (55)$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{1г.расч} = 2 \cdot \sqrt{S_1} \cdot (m_1 + 1) = 2 \cdot 97,87 \cdot (15 + 1) = 3132 \text{ м}. \quad (56)$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_{B.1} = \frac{4 \cdot \sqrt{S_1}}{a_B} = \frac{4 \cdot 97,87}{6} = 65,2, \quad (57)$$

где  $a_B = 6$  – расстояние между вертикальными электродами, м.

Принимаем  $n_{B.1} = 65$  электрода.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}},$$

где  $h_{1э} = l_B + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7$  м – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 30$  Ом·м,  $h_1 = 8$  м – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (глинозём);

$\rho_2 = 70$  Ом·м,  $h_2 = 9$  м – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (супеси).

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5,7}{\frac{8}{30} + \frac{9}{70}} = 14,42 \text{ Ом·м}.$$

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{\text{ст.1}} = \rho_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S_1}} + \frac{1}{L_{1r} + n_{\text{в.1}} \cdot l_{\text{в}}} \right) =$$

$$= 14,42 \cdot \left( \frac{0,40}{97,87} + \frac{1}{3193 + 65 \cdot 5} \right) = 0,063 \text{ Ом}, \quad (58)$$

где  $A$  – параметр зависящий от соотношения  $l_{\text{в}}/\sqrt{S_1}$  /Электротехнический справочник/:

$$l_{\text{в}}/\sqrt{S_1} = \frac{5}{97,87} = 0,051 \text{ следовательно } A = 0,40.$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя /7, 23/. Для этого рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 97,87}{(14,42 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 1,998, \quad (59)$$

где  $I_{\text{м}}$  – ток молнии, кА.

$$R_{\text{и.1}} = R_{\text{ст.1}} \cdot \alpha_{\text{и}} = 0,063 \cdot 1,998 = 31,71 \text{ Ом}. \quad (60)$$

Сопротивление подстанции не превышает 4 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

### 1.11.2 Расчет молниезащиты подстанции «Парус»

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые

используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода /7/.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается /23/.

Вся территория проектируемых подстанций должна быть защищена от прямых ударов молнии /18/.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях /23/.

Защита подстанции «Парус» от прямого удара молнии осуществляется четырьмя молниеотводами, установленными на отдельно стоящих конструкциях. Высоту защищаемого объекта принимаем линейный портал высотой  $h_x = 7,5$  м.

Расстояние между молниеотводами 1-2, 4-3, 5-6 равно 52 м, а между 1-4, 2-3 4-6 3-5 равно 36 метров.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (61)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 22 = 18,7 \text{ м}$$

где  $h$  – высота молниеотводов 22 м.

Рассмотрим молниеотводы 1-2, 4-3.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 22) \cdot 22 = 23,2 \text{ м.} \quad (62)$$

Радиус внешней зоны при условии  $h < L < 2 \cdot h$ ,  $r_0 = r_{c0}$  м, если  $2h < L \leq 4h$ ,

то:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h} \right). \quad (63)$$

В нашем случае:  $2 \cdot 22 < 52 \leq 4 \cdot 22$ .

$$r_{c0} = 23,2 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (52 - 2 \cdot 22)}{22} \right) = 21,5 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами 1-2, 4-3:

$$h_{cF} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h). \quad (64)$$

$$h_{cF} = 18,7 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 22) \cdot (52 - 22) = 13,4 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта  $h_x = 7,5$  м:

$$r_{cX} = r_{c0} \cdot \left( \frac{h_{cF} - h_x}{h_{cF}} \right). \quad (65)$$

$$r_{cX} = 21,5 \cdot \left( \frac{13,4 - 7,5}{13,4} \right) = 9,5 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right). \quad (66)$$

$$r_x = 23,2 \cdot \left(1 - \frac{7,5}{18,7}\right) = 13,9 \text{ м.}$$

Рассмотрим молниеотводы 1-4, 2-3.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 22) \cdot 22 = 23,2 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны при условии  $h < L < 2 \cdot h$ ,  $r_0 = r_{c0}$  м.

В нашем случае:  $22 < 36 \leq 2 \cdot 22$ , следовательно  $r_0 = r_{c0} = 23,2$  м.

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами 1-4, 2-3:

$$h_{ср} = 18,7 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 22) \cdot (36 - 22) = 16,2 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта  $h_x = 7,5$  м:

$$r_{сх} = 23,2 \cdot \left(\frac{16,2 - 7,5}{16,2}\right) = 12,5 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_x = 23,2 \cdot \left(1 - \frac{7,5}{18,7}\right) = 13,9 \text{ м.}$$

Как видно по плану (лист графической части 7) система молниеотводов образована многократными стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория подстанции полностью защищена от прямых ударов молнии, на высоте 7,5 метров все элементы на подстанции находятся внутри соответствующих зон защиты.

## 3 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 3.1 Цели и задачи раздела

Целью организационной экономической части настоящего дипломного проекта является оценка экономической эффективности инвестиционного проекта и влияние на себестоимость передачи электроэнергии новых потребителей. Для достижения этих целей решаются следующие задачи:

1. определение инвестора проектируемой сети;
2. определяются технико – экономические показатели электрических сетей ЕАО;
3. определение затрат на реализацию проекта;
4. определяется жизненный цикл проекта;
5. составляется план маркетинга;
6. выбирается метод оценки экономической эффективности инвестиционного проекта;
7. определяется бюджетная эффективность;

С точки зрения технической осуществимости в первом разделе, были отобраны четыре наиболее конкурентно-способных варианта, затем был выбран наиболее подходящий вариант электроснабжения по технико–экономическому сравнению, который представлен на листе графической части диплома. Выбранный вариант внешнего электроснабжения приведен на рисунке 23.

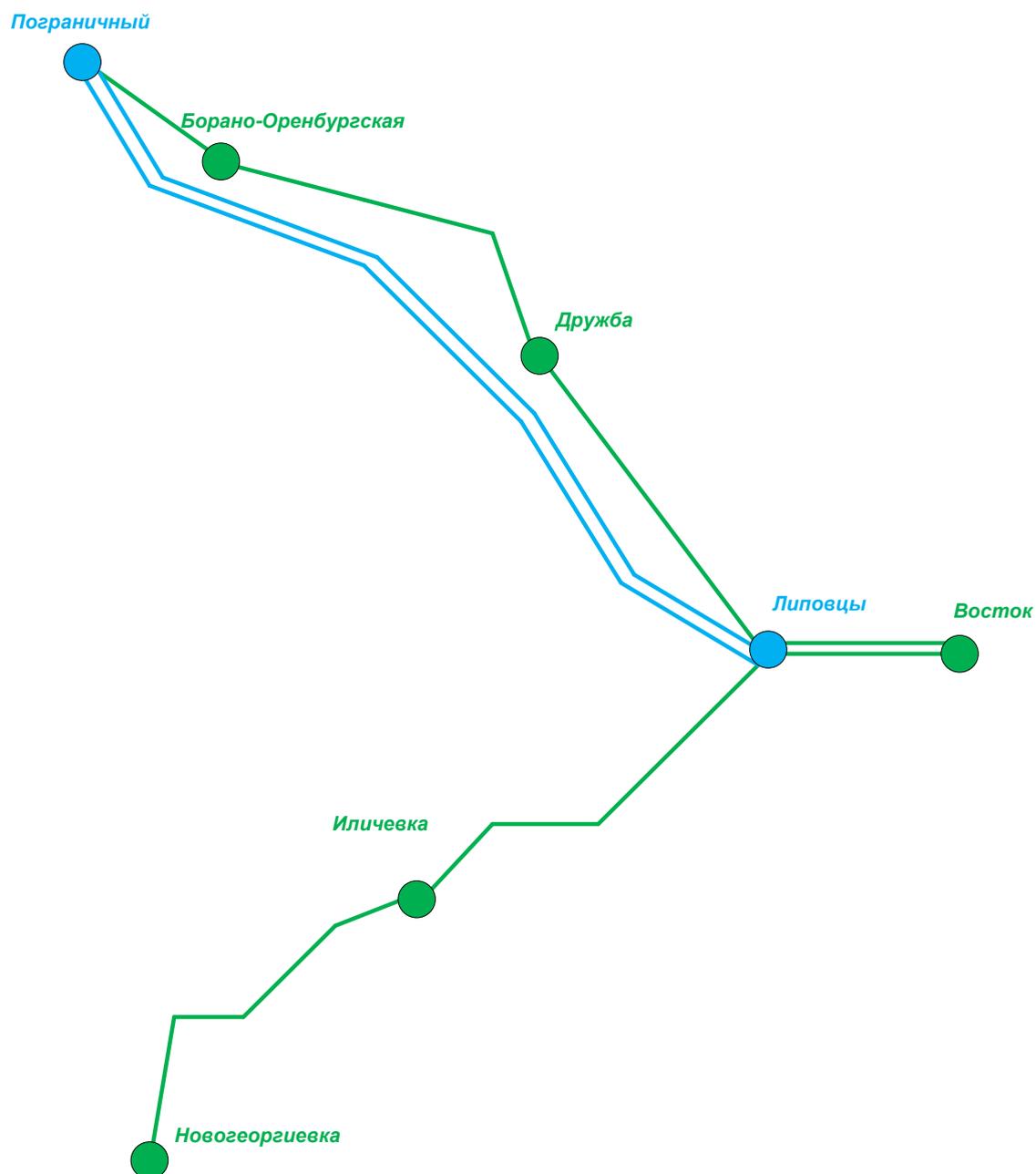


Рисунок 23 – Выбранный вариант внешнего электроснабжения

### **3.2 Техническая осуществимость проекта**

Проект подразумевает строительство ВЛ 110 кВ и полную реконструкцию ПС 110/35/10 рассматриваемого района.

### **3.3 Определение инвестора проектируемых объектов**

В реализации проекта заинтересованы несколько сторон. С одной стороны - ФАО «ЭС ЕАО», с другой стороны - вновь подключаемые

потребители. Строительство линии 110 кВ подробно не рассматривалось в данном дипломном проекте, так как данную ВЛ экономически выгодно выполнить на напряжение 110 кВ. Следовательно при реконструкции сети будет учитываться и вклад собственника будущего предприятия.

### 3.4 Затраты на реализацию проекта

Для ориентировочной оценки величины капитальных вложений воспользуемся приближенным методом, на основе укрупненных показателей стоимости сооружения ЛЭП и подстанций, с помощью коэффициентов инфляции. Срок службы подстанционного оборудования принимается 20 лет, для ВЛ – 15 лет.

Пример расчёта стоимости реконструкции ВЛ приведён ниже, а итог в таблице 42. Пример расчёта капитальных вложений в ПС представлен в таблице 43.

*3.4.1 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 используются на строительно-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

Для электрических сетей:

$$K = K_{ВЛ\Sigma} + K_{ПС\Sigma} \quad (50)$$

где  $K_{ВЛ\Sigma}$  - капиталовложение на сооружение воздушных линий, тыс. руб.;

$K_{ПС}$  - капиталовложение на строительство подстанций, тыс. руб.;

*3.4.2 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.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор.

Капиталовложение на сооружение воздушных линий определяются:

$$K_{ВЛ} = K_{инф} \cdot \sum L_{ij} \cdot K_{уд} , \quad (51)$$

где  $K_{инф} = 8,23$  – коэффициент инфляции;

$k_{уд}$  – удельная стоимость 1 км линии (на 110 кВ – 1050 тыс. рублей, [23]);

$$K_{ВЛ} = 8,23 \cdot 49,2 \cdot 2 \cdot 1050 = 850323,6 \text{ тыс. рублей}$$

**3.4.3 Расчет капиталовложений на строительство 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.

Капиталовложения на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КВ} + K_{ПОСТ} , \quad (111)$$

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат, равная 172830 тыс.рублей

*Капитальные затраты на ОРУ.*

Стоимость ОРУ зависит от его типа и уровня напряжения.

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) будут определяться по формуле:

$$K_{ОРУ} = \sum C_{ВЫК.i} \cdot n_{ВЫК} , \quad (53)$$

где  $n_{ВЫК}$  - суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{ВЫК.i}$  - цена одного выключателя (на 110 кВ – 7300 тыс. [23]).

$$K_{ОРУ} = 8,23 \cdot 7300 \cdot 4 = 240316 \text{ тыс. рублей}$$

*Капитальные затраты на силовые трансформаторы.*

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения. Капитальные затраты на силовые трансформаторы будут определяться по формуле:

$$K_{ТР} = K_{инф} \cdot \Sigma C_{ТРi} \cdot n_{ТР}, \quad (54)$$

где  $C_{ТРi}$  - цена одного трансформатора [23];

$n_{ТР}$  – количество силовых трансформаторов;

$$K_{ТР} = 8,23 \cdot 5300 \cdot 2 = 87238 \text{ тыс. рублей}$$

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КВ} + K_{ПОСТ}$$

$$K_{ПС} = 240316 + 87238 + 172830 = 500384 \text{ тыс. рублей.}$$

Общие капиталовложения, тыс. руб:

$$K_{\Sigma} = K_{ПС} + K_{ВЛ} = 500384 + 850323,6 = 1350707,6$$

*3.4.4 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:

$$И_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i}, \quad (57)$$

где  $\alpha_{ам}$  - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для  $i$ -го года основных средств.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,і} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (58)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период;  $T_{сл} = 20$  лет.

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_{AM} = \frac{1350707,6}{15} = 56688,24 \text{ тыс. рублей.};$$

#### 3.4.5 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.

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (59)$$

где  $I_{P.O.}$  – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;

$I_A$  – ежегодные издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.ВЛ} + I_{P.O.ПС} = \alpha_{P.O.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{P.O.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (60)$$

где  $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,8 \%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ [24];

$\alpha_{P.O.ПС}$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций ( $\alpha_{P.O.ПС} = 5,9 \%$  для 110 кВ [24]).

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (61)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 1805 \text{ Руб} / \text{МВт} \cdot \text{ч}$  – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Примечание: удельная стоимость потерь электроэнергии для ЕАО взята с сайта федеральной службы цен и тарифов.

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ПС} + \Delta W_{КУ}, \quad (62)$$

Определим потери в линиях за год:

Произведем расчет потерь с помощью ПК RastrWin 3 :

$$\Delta W_{ЛЭП} = \Delta W_{ЛЭП.РАСЧ.} \cdot T_3 + \Delta W_{ЛЭП.РАСЧ.} \cdot T_л$$

$$\Delta W_{ЛЭП} = 2,02 \cdot 4800 + 2,02 \cdot 3960 = 17695,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$T_3, T_л$  – количество зимних и летних часов;

$T_г$  - количество часов в году, ч.

Потери электроэнергии в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные – потери XX) так же рассчитаем в ПК RastrWin 3:

$$\Delta W_{ТР.РАСЧ.} = 0,78$$

$$\Delta P_{XX} = 0,09$$

$$\Delta W_{TP} = 0,78 \cdot 4800 + 0,78 \cdot 3960 + 0,09 \cdot 8760 = 7621,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где  $P_{ЭФ.з}$ ,  $P_{ЭФ.л}$ ,  $Q_{\text{неск.ЭФ.з}}$ ,  $Q_{\text{неск.ЭФ.л}}$  – значения эффективной активной и некомпенсированной реактивной нагрузки подстанции зимой и летом;

$R_{TP}$  – активное сопротивление трансформатора;

$\Delta P_{XX}$  – потери мощности холостого хода трансформатора.

Определяем издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, тыс.руб.:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.ВЛ} + I_{P.O.ЛС} = \alpha_{P.O.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{P.O.ЛС} \cdot K_{ЛС};$$

$$I_{PO} = 0,008 \cdot 850323,6 + 0,059 \cdot 500384 = 36325,2448$$

Определяем потери мощности в ЛЭП. Результаты показаны в приложении.

Находим суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{ЛЭП\Sigma} + \Delta W_{TP\Sigma} + \Delta W_{KV}; \quad (65)$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 17695,2 + 7621,2 = 25316,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети следующим образом:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}$$

$$I_{\Delta TP} = 25316,4 \cdot 1805 = 45696,102 \text{ тыс.рублей} \quad (66)$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W} \quad (67)$$

$$I = 36325,2448 + 67535,38 + 45696,102 = 138709,5868 \text{ (тыс. рублей).}$$

Таблица 44– Стоимость ВЛ

ВЛ	Сечение	Стоимость за ед., тыс. руб. [23]	Длина	Коэф. инфл.	ИТОГО капиталовложений, тыс. руб.	Срок использования	Амортизация
Пограничная-Липовцы	АС 120	1050	98,4	8,23	850323,6	15	67535,38
Итого по ВЛ			98,4		850323,6		67535,38

Таблица 45 – Стоимость оборудования ПС

ПС (ВЛ)	Мощность ТР, протяж. ВЛ, пр.	Стоимость за ед., тыс. руб. [23]	Кол-во, длина	Коэф. Инфл	ИТОГО капиталовложений тыс.руб.	Срок использования	Амортизация
1	2	3	4	5	6	7	8
Пограничная, ТР	10 МВА	10600	2	8,23	87238	20	4361,9
Стоимость ОРУ	4Н	29200	1	8,23	240316	20	12015,8
Постоянная часть затрат	4Н	21000	1	8,23	172830	20	8641,5
Итого по ПС					460384		138709,5868

Суммарные капиталовложения составляют 390358,079 тыс. руб.

### 3.5 Организационная структура предприятия

Проектируемая сеть может являться частью какого-либо сетевого района, следовательно покажем какое количество персонала необходимо для обслуживания представленной части сетевого района.

### 3.6 Расчёт штатной численности персонала

В соответствии с методикой расчёта численности персонала предприятия на первом этапе необходимо определить трудоёмкость работ по проектируемой сети.

Поскольку в проекте принимаются укрупненные стоимостные показатели всего оборудования, при расчёте трудоёмкости всех видов работ будем учитывать только наиболее трудозатратные работы.

Таблица 46 - Численность рабочих оперативно - ремонтного персонала

ВЛЭП	Напряжени е (кВ)	Цепей	Норматив чел. На 100 ед.	Длинна	Кол-во человек	Расчёт ное кол-во чел	Принято е кол-во чел.
1	2	3	4	5	6	7	8
Биробиджан - СК	110	1	3,3	2,1	0,0693	12,368	12
СК - Унгун	110	1	3,3	87,07	2,87331		
Унгун - Биджан	110	1	3,3	47,01	1,55133		
Биджан- Благословенное	110	1	3,3	51,17	1,68861		
Благословенное - Дежнёво	110	1	3,3	68,72	2,26776		
Биробиджан - БВС	110	1	3,3	9,39	0,30987		
БВС - КРС	110	1	3,3	43,33	1,42989		
КРС-Ленинск	110	1	3,3	66,01	2,17833		

ПС	Напряжение	Кол-во выкл.	Норматив чел. На 100 ед.	Расчётное кол-во чел	Принятое кол-во чел.
9 ПС	110	16	2,6	0,416	0

Таблица 47 - Численность ИТР

Подразделение (отдел)	Должность	Численность, чел.
Оперативно-диспетчерское подразделение	Диспетчер района	1
Вычислительный отдел	Инженер программист	1
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования	Мастер	2
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания электросетей	Начальник лаборатории	1
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания трансформаторов	Мастер	1
Сумма		6

Таблица 48 - Численность АУП

Функция управления	Численность, чел
Общее руководство	2
Бухгалтерский учет и финансовая деятельность	2
Управление персоналом	0.5
Материально-техническое снабжение и хозяйственное обслуживание	1
Делопроизводство	0.5
Производственно-техническая деятельность	1
Организация охраны труда и техники безопасности	0.5
Правовое обслуживание	0.5
Технико-экономическое планирование	1
Сумма	9

Таким образом, суммируя всех работников предприятия получаем, что всего необходимо –  $12+6+9= 27$  человек.

### 3.7 Расчёт заработной платы

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, то необходимо воспользоваться статистической отчетностью

федеральных организаций статистики. В этом случае в целом по предприятию годовой фонд заработной платы может быть определен по формуле (68)

Определяем среднемесячную заработную плату для ЕАО.

Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций для ЕАО за 2012 год (данные с сайта [www.gks.ru](http://www.gks.ru)) составляет:

$$ЗП_{СМ.НАЧ.} = 31613,5 \text{ руб.}$$

$$\Phi ЗП = N_{\text{раб.}} \cdot 12 \cdot ЗП_{СМ.НАЧ.} = 27 \cdot 12 \cdot 31613,5 = 1024277 \text{ (тыс.рублей)}$$

(68)

### 3.8 Жизненный цикл проекта

Жизненный цикл проекта состоит из нескольких частей:

- Преинвестиционный период – включает в себя время на выбор управляющего проектом, изучение различных вариантов проекта, проведение технико-экономических обоснований. Завершающим этапом этого периода является принятие программы финансирования проекта

- Период строительства – выбирается организация-подрядчик, готовится детальная проектно-сметная документация, проводятся строительные работы монтаж, отладка. Период строительства принимается равным 2 годам.

- Период полезной использования электрооборудования – срок службы оборудования установленный соответствующими документами. В настоящем проекте принимается: для ВЛ – 25 лет. Для оборудования установленного на подстанциях – 30 лет.

- Ликвидационный период – включает время демонтажа и замены оборудования.

### 3.9 План маркетинга

Учитываем следующие налоги при проектировании сети:

Налог на прибыль составляет 20% от прибыли (т.е. выручки за вычетом издержек).

Налог на имущество составляет 2,5% от капиталовложений.

Для расчета экономической эффективности инвестиционного проекта был выбран метод определения простого срока окупаемости. Для этого выполнен расчет: выручки, эксплуатационных издержек, амортизации, прибыли, результирующего эффекта по годам расчетного периода.

### 3.10 Простой срок окупаемости инвестиций

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.

При равномерном поступлении чистого дохода и исходя из вышеприведённых условий, получим формулу для срока окупаемости  $T_{окп}$ .

$$T_{ок.п} = \frac{K}{(П_{ч.т} + I_{ам.т})} = \frac{4961000}{(360280 + 95367)} = 5,75$$

(69)

где  $I_{ам.т}$  - амортизационные отчисления;

$П_{ч.т}$  - величина прибыли за вычетом налогов;

$K$  - суммарные капитальные вложения;

Данный результат является неправдоподобным из-за слишком высокой концентрации нагрузки в сети и принятом допущении о том, что после первого года практически все потребители начинают потреблять мощность в достаточно большом объёме.

Срок окупаемости или срок возврата капитала, представляет собой время, за которое предприятие получит положительный результирующий эффект по нарастающему итогу.

Срок окупаемости с начала эксплуатации – 5,8 года.

### **3.11 Определение влияния ввода проектируемой сети на себестоимость электроэнергии по «ЭС ЕАО»**

Для определения влияния расширения сети на себестоимость передачи электроэнергии по сетям ЭС «ЕАО», сравним данные о себестоимости до ввода проектируемой сети, с дополнительными затратами на реализацию проекта для этого нам необходимо определить следующие параметры.

Для ремонтов ВЛ достаточно оперативно выездной бригады. Дополнительная численность персонала по оперативному обслуживанию проектируемой сети не нужна.

Расходы на содержание оборудования равны издержкам на текущие ремонты ВЛ и трансформаторов.

Общехозяйственные расходы приняты в размере 3% от стоимости вводимого оборудования на подстанциях и равны 10427 тыс. руб.

Основные экономические показатели сети сведены в таблицу 49

Таблица 49 - Основные технико-экономические показатели

Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Капиталовложения (всего)	К	тыс. руб.	4961000
Амортизация основных средств	И <sub>ам</sub>	тыс. руб.	248100
Затраты по содержанию оборудования, в том числе:	И <sub>рем</sub>	тыс. руб.	29860
Затраты на оплату труда оперативного персонала	$\Phi З П_{год}$	тыс. руб.	1024277
Прочие расходы	И <sub>пр</sub>	тыс. руб.	95730
Всего годовых затрат	И <sub>Σ</sub>	тыс. руб.	1052073
Электрическая энергия потреблённая потребителями сетевого предприятия	W	кВтч	472700000

Себестоимость одного кВтч электроэнергии	С	руб./кВтч	0,5566
Оценка результатов ИП	Opt		385400

### **3.12 Бюджетная эффективность**

Бюджетная эффективность характеризуется величиной налоговых поступлений в местный и федеральный бюджеты.

Невозможность определения точного количества поступления в федеральный и местный бюджеты из-за отсутствия данных по отчислениям в процентах между бюджетами дает возможность принять допущение, что общее ставка налогообложения в оба бюджета, составляет 2,5 % от балансовой прибыли и 2% от капиталовложений. Срок окупаемости проекта наступает через 8 лет.

### **3.13 Выводы**

Простой срок окупаемости составляет 3 года, а дисконтированный 5,8 лет. Произведена оценка влияния проектируемых энергетических объектов на существующую величину себестоимости по ФАО «ЭС ЕАО». Как видно из таблицы себестоимость передачи электроэнергии после реконструкции рассматриваемой сети будет составлять 0,56 руб./кВтч.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о том, что предлагаемый инвестиционный проект является выгодным для ФАО «ЭС ЕАО» при запланированном росте нагрузки.

