

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 202\_\_ г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Проектирования развития электрических сетей напряжением 220 кВ Комсомольского и Ванинского энергорайонов Хабаровского края с применением инновационных технологий

Исполнитель

студент группы 042-ом

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.А. Ивлев

Руководитель

профессор,

докт.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

магистерской

программы

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук.

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Рецензент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.  
Н.В. Савина

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Ивлева Евгения Алексеевича –

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирования развития электрических сетей напряжением 220 кВ Комсомольского и Ванинского энергорайонов Хабаровского края с применением инновационных технологий

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Результаты контрольных замеров, потери электроэнергии, однолинейная электрическая схема Хабаровского края, стоимости инновационного оборудования информация предоставлена с преддипломной практики.

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

Современное состояние схемной и режимной ситуации электрических сетей 220 кВ Комсомольского и Ванинского энергорайонов Хабаровского края; проектирование двух цепей ВЛ 220 кВ ПС 500 кВ Комсомольская – ПС 220 кВ Ванино, проектирование ПС 220 кВ Ландыши-тяга с применением инновационных технологий; технико-экономическое сравнение вариантов проектирования сети, выбор инновационного оборудования на ПС Ландыши-тяга.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 листа графической части: характеристика района проектирования, профиль трассы проектируемой ВЛ, сравнительные характеристики двух вариантов проводов; программный продукт MathCad, RastrWin3

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., профессор, докт.тех. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 137 с., 34 рисунка, 119 формул, 41 таблицу, 65 источников, 3 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, НАГРУЗКА, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РАСЧЕТНЫЙ ТОК.

В данной магистерской диссертации исследованы Комсомольский и Ваннинский энергорайоны Хабаровского края с точки зрения разработки мероприятий по увеличению транспорта электроэнергии и подключения дополнительных потребителей – тяговых подстанций.

Основу методологии исследований составляют теория системного анализа, теория расчета параметров электрических схем замещения силовых трансформаторов и автотрансформаторов, линий электропередачи, теория расчета режимов электрических сетей, метод расчета экономической эффективности, методики выбора оборудования.

На основании вышеприведенных методов были произведены расчеты установившихся режимов электрической сети с помощью ПК RastrWin, проведен структурный и схемно-режимный анализ рассматриваемой электрической сети, выполнен механический расчет проектируемых линий, проведен расчет режимов и анализ потерь электроэнергии. Осуществлен выбор наиболее эффективного варианта проектируемой сети на основании технико-экономического сравнения вариантов.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района проектирования	8
1.1 Климатическая характеристика района	8
1.2 Характеристика энергосистемы Хабаровского края	11
1.3 Характеристика существующей электрической сети.	12
2 Характеристика проектируемой сети на инновационной основе	19
2.1 Применение проводов нового поколения для увеличения пропускной способности ЛЭП	19
2.2 Устройства управления потоками реактивной мощности	23
2.2.1 СТАТКОМ	23
2.2.2 Управляемый шунтирующий реактор	25
2.3 Устройства Smart Metering	27
3 Разработка оптимального варианта конфигурации проектируемой сети	32
3.1 Разработка возможных вариантов схем электрической сети	32
3.2 Определение уровня электрических нагрузок	33
3.3 Выбор силовых трансформаторов для ПС Ландыши-тяга	34
3.4 Выбор сечения проводов	38
3.5 Механический расчет ВЛ	41
3.5.1 Выбор типа анкерных и промежуточных опор	41
3.5.2 Определение стрелы провеса провода	45
3.5.3 Определение удельных механических нагрузок на провод	47
3.5.4 Определение критических пролетов ВЛ и исходного расчетного режима	49
3.5.5 Систематический расчет провода	50
3.5.6 Расчет тяжения провода при обрыве в соседнем пролете	53
3.5.7 Расстановка опор по профилю трассы ВЛ	55
3.5.8 Выбор и проверка изоляции ВЛ	59

3.5.9 Выбор линейной арматуры	61
3.5.10 Заземление ВЛ	62
4 Расчет и анализ схемно-режимной ситуации проектируемой сети	64
5 Техничко-экономическое сравнение вариантов развития сети	85
5.1 Капитальные вложения	85
5.1.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП	86
5.1.2 Расчет капиталовложений на сооружение ПС	88
5.2 Расчет амортизационных отчислений	90
5.3 Расчет эксплуатационных затрат	91
5.4 Расчет затрат на компенсацию потерь	92
5.5 Суммарные издержки	93
5.6 Расчёт недоотпуска	94
5.7 Приведённые затраты	97
5.8 Чистый доход за расчётный период	98
5.9 Дисконтированный срок окупаемости	99
6 Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования	101
6.1 Расчет индуктивных сопротивлений для расчета тока трехфазного КЗ	101
6.2 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3	102
6.3 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН	108
6.4 Выбор и проверка выключателей	113
6.5 Выбор и проверка разъединителей	118
6.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	119
6.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	123
6.8 Выбор и проверка ОПН для РУ ВН	126
Заключение	130
Библиографический список	131
Приложение А	138
Приложение В	151
Приложение В	167

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АИISKУЭ –автоматизированная информационно-измерительная система контроля и учета электроэнергии;

РПН – регулирование под нагрузкой;

ПБВ – переключение без возбуждения;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

АВР – автоматический ввод резерва;

ЛЭП – линия электропередачи;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВЛ – воздушная линия;

КЛ – кабельная линия;

ВН – высокое напряжение;

ТКЗ - ток короткого замыкания;

СН – среднее напряжение;

РУ – распределительное устройство;

ЕЭС – единая энергосистема;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройств электроустановок;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

КУ – компенсирующее устройство;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

ПНП – провода нового поколения.

## ВВЕДЕНИЕ

Для функционирования Совгаванской ТЭЦ в Ванинском районе Хабаровского края необходимо обеспечивать доставку топлива, а именно угля для функционирования ТЭЦ. Наиболее выгодно это можно сделать по железной дороге – БАМ. А для этого необходимо провести электрификацию данного района, путем строительства множества тяговых подстанций и линий электропередачи, которые будут обеспечивать функционирование данной магистрали.

Целью исследования является разработка наиболее оптимального варианта питания тяговых подстанций, обеспечивающих электроснабжение железной дороги БАМ-2, используя при этом современные технологии и инновационное оборудование.

Объект исследования – электрические сети 220 кВ Комсомольского и Ванинского энергорайонов Хабаровского края.

Предмет исследования – инновационное развитие района проектирования, с использованием принципов введения инновационного оборудования на ПС Ландыши-тяга и проектировании двух цепей ВЛ 220 кВ, связывающих ПС 500 кВ Комсомольская и ПС 220 кВ Ванино.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- структурный и схемно-режимный анализ электрической сети 220 кВ Комсомольского и Ванинского энергорайонов Хабаровского края;
- проектирование ВЛ 220 кВ, ее механической части, выбор типа опор и провода;
- проектирование ПС 220 кВ Ландыши-тяга с использованием инновационных технологий;
- оценка экономической эффективности применяемого инновационного оборудования при проектировании указанных выше энергообъектов.

Для решения поставленных задач использованы следующие методы:

- метод системного анализа;
- метод механического расчета воздушной линии электропередачи;
- методы оптимизации;
- методы выбора сечений проводов, силовых трансформаторов, компенсирующих устройств;
- методы технико-экономического обоснования;
- методы выбора оборудования.

Для выполнения магистерского исследования используется программно-вычислительный комплекс RastrWin3, Microsoft Office Visio, Microsoft Office Excel, а также система компьютерной математики Mathcad 15.0.

Участие и публикация в двух конференциях, 16 декабря 2021 г. XXXXII Всероссийская научно-практическая конференция: «Современные научные взгляды в эпоху глобальных трансформаций: проблемы, новые векторы развития», тема статьи: «Анализ целесообразности применения мобильных модульных подстанций в Российской Федерации», 24 мая 2022 г. XXIII региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее» тема статьи: «Применение проводов нового поколения для увеличения пропускной способности линий электропередачи».



## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Хабáровский край — субъект Российской Федерации, расположен на Дальнем Востоке России. Административный центр — город Хабаровск.

Хабаровский край образован 20 октября 1938 года указом Президиума Верховного Совета СССР «О разделении Дальневосточного края на Хабаровский и Приморский края».

Граничит на севере с Магаданской областью и Республикой Саха (Якутия), на западе с Амурской областью, на юго-западе с Еврейской автономной областью и КНР, на юго-востоке с Приморским краем.

С севера-востока и востока омывается Охотским морем, с юго-востока — Японским морем. От острова Сахалин отделяется проливами Татарский и Невельского. Помимо основной, континентальной части, в состав края входят несколько островов, среди них самые крупные — Шантарские. Общая протяжённость береговой линии — около 2500 км, включая острова — 3390 км.

Край занимает территорию площадью 787 633 км<sup>2</sup> — 3-е (4-е) место среди субъектов Российской Федерации. Население края — 1 301 127 (2021)

Часть южной границы Хабаровского края является государственной границей России с КНР [1].

### **1.1 Климатическая характеристика района**

Климатические условия меняются при движении с севера на юг, зависят также от близости к морю и от формы и характера рельефа [18].

Зима в крае — продолжительная, снежная, суровая. Холодный период года длится в среднем шесть месяцев (с конца октября по конец апреля). Средняя температура января от  $-22$  °С на юге и до  $-40$  °С на севере, на побережье от  $-18$  °С до  $-24$  °С. Абсолютный минимум температуры даже на юге края достигает  $-50$  °С. Лето жаркое и влажное. Средняя температура июля на юге  $+20$  °С, на севере около  $+15$  °С.

Годовая сумма осадков колеблется от 400—600 мм на севере и до 600—800 мм на равнинах и восточных склонах хребтов. На юге края до 90 % осадков выпадает с апреля по октябрь, особенно много их в июле и августе.

В Хабаровском крае два района: Аяно-Майский и Охотский (а также Шантарские острова) — являются районами Крайнего Севера.

Территории, приравненные к районам Крайнего Севера: Ванинский, Верхнебуреинский, Комсомольский, Николаевский, имени Полины Осипенко, Советско-Гаванский, Солнечный, Тугуро-Чумиканский и Ульчский районы; города: Амурск, Комсомольск-на-Амуре, Николаевск-на-Амуре и Советская Гавань; посёлок городского типа Эльбан Амурского района; сёла Ачан, Джуен, Вознесенское, Омми, Падали Амурского района.

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

В пределах береговой зоны скорости ветра зимой значительны. Так, средние скорости ветра составляют всюду более 5 м/сек, достигая местами на открытых участках 10 м/сек. Скоростной наибольший нормативный напор ветра равен 650 Па. Район по ветру – III. Преобладающее направление ветров – северо – западное.

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

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

Район по гололеду – IV. Температура при образовании гололеда минус 10 °С [33].

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

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

Данная местность относится к районам с умеренной пляской проводов. Основные климатические характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики

Район по толщине гололеда	IV
Район по весу снежного покрова	II
Район по ветру	III
Температура воздуха, °С	
- низшая	- 50
- средняя из ежегодных абсолютных минимумов	- 40
- средняя из ежегодных абсолютных максимальных	+ 20
- среднегодовая	+ 1,4
- высшая	+ 20
Число грозových часов в году	10-20
Высота снежного покрова, макс./ср., см	100/40
Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, м	1,85
Сейсмичность района строительства, баллов	6
Среднегодовая скорость ветра, м/с	5

## 1.2 Характеристика энергосистемы Хабаровского края

Энергосистема Хабаровского края входит в состав Объединенной энергосистемы (ОЭС) Востока. Значительная часть территории региона (в основном на севере края) входит в зону децентрализованного электроснабжения. Изолированно от ОЭС Востока функционирует Николаевский энергоузел. На территории энергосистемы Хабаровского края основной генерирующей компанией является филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК») «Хабаровская генерация». Филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская генерация» эксплуатирует следующие электрические станции: Хабаровскую ТЭЦ-1, Хабаровскую ТЭЦ-3, Комсомольскую ТЭЦ-1, Комсомольскую ТЭЦ-2, Комсомольскую ТЭЦ-3, Амурскую ТЭЦ-1, Майскую ГРЭС. Электроснабжение потребителей на территории Николаевского энергорайона осуществляет Николаевская ТЭЦ (филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская генерация»). Передачу и распределение электроэнергии на территории Хабаровского края осуществляют

электросетевые компании: филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Хабаровское ПМЭС, филиал АО «ДРСК» Хабаровские электрические сети. В зону обслуживания Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Хабаровское ПМЭС входят Хабаровский край и Еврейская автономная область. В эксплуатации находятся 4274 км линий электропередачи напряжением 220-500 кВ, 28 подстанций напряжением 220-500 кВ общей трансформаторной мощностью 4778 МВА. В зону обслуживания филиала АО «ДРСК» Хабаровские электрические сети входит Хабаровский край. В эксплуатации находятся 7990,3 км линий электропередачи напряжением 0,4-110 кВ, 68 подстанций напряжением 110 кВ, 90 подстанций напряжением 35 кВ, 1437 трансформаторных подстанций напряжением 6-10/0,4 кВ. На территории Хабаровского края действует филиал ПАО «Дальневосточная энергетическая компания» - «Хабаровскэнергосбыт». Оперативно-диспетчерское управление объектами электроэнергетики на территории Хабаровского края осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области» (Хабаровское РДУ) [55].

### **1.3 Характеристика существующей электрической сети.**

Рассматриваемый участок сети расположен в Хабаровском крае России, в Комсомольском и Ванинском энергорайонах.

Карта-схема рассматриваемой части электрической сети приведена на рисунке 1.

В районе проектирования располагаются следующие подстанции:

ПС 500 кВ: Комсомольская, Хабаровская.

ПС 220 кВ: Селихино, Уктур, Высокогорная, Ванино, Комсомольск-сортiroвочный тяга, Кумтэ – тяга, Кун – тяга, Оунэ – тяга, Джигдаси – тяга, Ландыши – тяга, Ванино – тяга, Тумнин – тяга, Высокогорная – тяга, Аксака – тяга, Эльдиган – тяга, Старт.

ПС 110 кВ: К, Пивань, Гайтер, Картель, Озерная, Вознесенская, Иннокентьевка, Лидога, Троицкая, Эльбан, Падали, ЛДК, Амурмаш, Хурба.

Источниками питания в расчетной схеме являются ПС Комсомольская и Совгаванская ТЭЦ.



Рисунок 1 – Карта-схема района проектирования.

ПС Комсомольская является узловой подстанцией напряжением 500, 220, 110, 10 кВ. Вид распреустройства 220 кВ и 110 кВ - две рабочие и обходная системы шин. На ПС установлено три однофазных трансформатора АОДЦТН-167000/500/220 мощностью 167 МВА, и два автотрансформатора 220/110/10 АДЦТН-125000/220/110 и АДЦТН-63000/220/110 мощностью соответственно 125 и 63 МВА. ПС Комсомольская связана линией 500 кВ с ПС Хабаровская, тремя линиями 220 кВ с ПС Селихино, двумя с ПС Старт, линиями 110 кВ с Амурской ТЭЦ-1, ПС: Кирзавод, Хурба, Водозабор, Гайтер, Береговая.

Совгаванская ТЭЦ (ТЭЦ в г. Советская Гавань) – тепловая электростанция в г. Советская Гавань Советско-Гаванского района Хабаровского края. Одна из самых современных электростанций России, введена в эксплуатацию в 2020 году. Принадлежит ПАО «РусГидро» [38].

Совгаванская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции – 126 МВт, тепловая мощность – 200 Гкал/час, проектная среднегодовая выработка электроэнергии – 630 млн

кВт·ч. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. Проектное топливо – каменный уголь марки Г Ургальского месторождения. Основное оборудование станции включает в себя два турбоагрегата мощностью по 63 МВт, каждый из которых включает в себя турбину Т-63-13/0,25 и генератор ТФ-63-2УЗ. Пар для турбоагрегатов вырабатывают три котла Е-210-13,8-560. Производитель паровых турбин – Калужский турбинный завод, генераторов – предприятие «Элсиб», котлов – предприятие «Красный котельщик». Система водоснабжения – оборотная, с использованием вентиляторной градирни СВГ-324-3. Станция оборудована электрофильтрами с эффективностью 99,6 % и дымовой трубой высотой 150 м. Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытого распределительного устройства (ОРУ) напряжением 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ — ПС Окоча (2 цепи);
- ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ — ПС Ванино (2 цепи);
- ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ — ПС Эгге.

Совгаванская ТЭЦ — новый энергообъект Хабаровского края, который должен заместить устаревшую и изношенную Майскую ГРЭС и стать источником энергии для дальнейшего развития Советско-Гаванского промышленно-транспортного узла, где предполагается построить многопрофильный портовый и судоремонтный центры, контейнерные и угольные терминалы, а также развивать переработку рыбы и морепродуктов. Прогнозируемое в связи с этим увеличение грузопотока по БАМу потребует бесперебойной подачи электричества. Также новая ТЭЦ обеспечит централизованное теплоснабжение города Советская Гавань, вытеснив малоэкономичные и неэкологичные котельные, а также впервые обеспечит подачу воды в город в течение всего года. Последнее будет осуществлено только после модернизации системы водоснабжения в домах города, которая завершится не ранее 2022 года [39].

Для ПС находящихся в районе проектирования или включённых в расчётную модель результаты проведённого структурного анализа приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Структурный анализ ПС

Наименование ПС	№ тр-ра	Тип трансформатора	Способ присоединения к сети	U РУ, кВ	Вид РУ
ПС Комсомольская	1	3хАОДЦТН-167000/500/220	Узловая	500	13
	2	АТДЦТН-125000/220/110		220	
	3	АТДЦТН-63000/220/110		110	
ПС Селихино	1	АТДЦТН-63000/220/110	Узловая	220	9
	2	ТДТН-16000/110		110	13Н
ПС Уктур	1	ТДТН - 10000/220/35/10	Проходная	220	Две системы шин Не типовая
ПС Высокогорная	1	ТДТН-25000/220/35/10	Проходная	220	9
	2	ТДТН-25000/220/35/10			
ПС Ванино	1	АТДЦТН-125000/220/110	Узловая	220	13Н
	2	АТДЦТН-125000/220/110			
	3	ТДТН-400000/110			
ПС Комсомольск-сортировочный тяга	1	ТРДН-40000/220	Проходная	220	-*
	2	ТРДН-40000/220			
	3	ТРДН-40000/220			
ПС Кумтэ – тяга	1	ТРДН-40000/220	Проходная	220	-
	2	ТРДН-40000/220			
ПС Кун – тяга	1	ТРДН-40000/220	Проходная	220	-
	2	ТРДН-40000/220			
ПС Оунэ – тяга	1	ТРДН-40000/220	Проходная	220	-
	2	ТРДН-40000/220			
	3	ТРДН-40000/220			
ПС Джигдаси – тяга	1	ТРДН-40000/220	Проходная	220	-
	2	ТРДН-40000/220			
ПС Ландыши – тяга	1	ТРДН-40000/220	Проходная	220	-
	2	ТРДН-40000/220			
ПС Ванино – тяга	1	ТРДН-40000/220	Проходная	220	-
	2	ТРДН-40000/220			

Продолжение таблицы 2

Наименование ПС	№ тр-ра	Тип трансформатора	Способ присоединения к сети	U РУ, кВ	Вид РУ
ПС Тумнин – тяга	1	ТРДН-40000/220	Проходная	220	-
	2	ТРДН-40000/220			
ПС Высокогорная – тяга	1	ТРДН-40000/220	Проходная	220	-
	2	ТРДН-40000/220			
	3	ТРДН-40000/220			
ПС Аксака – тяга	1	ТРДН-40000/220	Проходная	220	-
	2	ТРДН-40000/220			
ПС Эльдиган – тяга	1	ТРДН-40000/220	Проходная	220	-
	2	ТРДН-40000/220			
ПС Старт	1	АТДЦТН-125000/220/110	Узловая	220	13Н
	2	АТДЦТН-125000/220/110		110	13Н
ПС Озерная	1	ТМН-6300/110	Проходная	110	5Н
	2	ТМН-6300/110			
ПС Вознесенская	1	ТМН-6300/110	Проходная	110	5Н
	2	ТМН-2500/110			
ПС Иннокентьевка	1	ТМН-6300/110	Проходная	110	5Н
	2	ТМН-6300/110			
ПС Лидога	1	ТМН-2500/110	Отпаечная	110	Две системы шин Не типовая
	2	ТМН-2500/110			
Наименование ПС	№ тр-ра	Тип трансформатора	Способ присоединения к сети	U РУ, кВ	Вид РУ
ПС Троицкая	1	ТМН-6300/110	Тупиковая	110	5Н
	2	ТМН-6300/110			
ПС Картель	1	ТДН-10000/110	Узловая	110	Две системы шин Не типовая
	2	ТДН-10000/110			
ПС Гайтер	1	ТРДН-40000/110	Проходная	110	13Н
	2	ТРДН-40000/110			

\* - подстанция находится на стадии проектирования

9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин;

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

7 – четырехугольник;

13Н – две рабочие и обходная системы шин [40].



Не типовая – не типовая схема РУ.

Загрузка трансформаторов в районе проектирования приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Загрузка трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Номер тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Коэф. загрузки, %
1.	ПС Комсомольская	АТ-1	167	12,63
		АТ-2	167	12,63
		АТ-3	167	12,63
		АТ-4	125	38
		АТ-5	63	67
2.	ПС Селихино	Т-1	25	45
		Т-2	25	81
3.	ПС Хехцир	Т-1	63	40
		Т-2	125	26
4.	ПС Уктур	Т-2	10	XX*
5.	ПС Высокогорная	Т-1	25	63,4
		Т-2	25	63,4
6.	ПС Ванино	АТ-1	125	30,3
		АТ-2	125	32,7
		Т-3	40	41,6
		Т-4	40	40,6
7.	ПС Комсомольск- сортировочный тяга**	Т-1	40	50
		Т-2	40	50
		Т-3	40	50
8.	ПС Ландыши – тяга**	Т-1	40	50
		Т-2	40	50
9.	ПС Кумтэ – тяга**	Т-1	40	50
		Т-2	40	50
11.	ПС Оунэ – тяга**	Т-1	40	50
		Т-2	40	50
12.	ПС Джигдаси – тяга**	Т-1	40	50
		Т-2	40	50
13.	ПС Ванино – тяга**	Т-1	40	50
		Т-2	40	50
14.	ПС Тумнин – тяга**	Т-1	40	50
		Т-2	40	50
15.	ПС Высокогорная – тяга**	Т-1	40	50
		Т-2	40	50
16.	ПС Аксака – тяга**	Т-1	40	50
		Т-2	40	50
17.	ПС Эльдиган – тяга**	Т-1	40	50
		Т-2	40	50

## Продолжение таблицы 3

№ п/п	Наименование ПС	Номер тр-ра	Номинальная мощность, МВА	Коэф. загрузки, %
18.	ПС Старт	АТ-1	125	23,26
		АТ-1	125	18,96
19.	ПС Озерная	Т-1	6,3	16,2
		Т-2	6,3	26,8
20.	ПС Вознесенская	Т-1	6,3	22,2
		Т-2	2,5	XX
21.	ПС Иннокентьевка	Т-1	6,3	9,5
		Т-2	6,3	XX
22.	ПС Лидога	Т-1	2,5	44,4
		Т-2	2,5	XX
23.	ПС Троицкая	Т-1	6,3	39
		Т-2	6,3	53,2
24.	ПС Картель	Т-1	10	19,4
		Т-2	10	9,5
25.	ПС Гайтер	Т-1	40	1,4
		Т-2	40	3,1

\* – Подстанция находится на холостом ходу

\*\* – Подстанции находятся на стадии проектирования

Большинство крупных ПС в рассматриваемом районе являются загруженными.

Электрические сети выполнены проводами различных маркировок: АС – 120, АС – 150, АС – 240, АС - 300, АС – 400.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ НА ИННОВАЦИОННОЙ ОСНОВЕ

При проектировании современных энергообъектов необходимо применение инновационных технологий для снижения потерь электроэнергии, увеличения пропускной способности, увеличения ожидаемой экономической выгоды. В данной работе в связи с проектированием двух цепей ВЛ ПС Комсомольская – ПС Ванино, длины которых достигают 390 км, встает вопрос управления потоками реактивной мощности – это применение устройств СТАТКОМ и управляемых шунтирующих реакторов (УШР). Также не стоит забывать о регулировании напряжения на ПС для контроля показателей качества и надежности электроэнергии. На данный момент есть возможность применения проводов нового поколения, которые увеличивают пропускную способность линии электропередачи. Для дистанционного контроля параметров режима можно устанавливать различные системы мониторинга: Smart metering или РМУ, в России называемый АИИСКУЭ.

### **2.1 Применение проводов нового поколения для увеличения пропускной способности ЛЭП**

Сравнение традиционных проводов марки АС и проводов нового поколения (далее ПНП) приведен в статье «Применение проводов нового поколения для увеличения пропускной способности линий электропередачи» [13].

Анализ международного и отечественного передового опыта показывает, что при строительстве новых и реновации действующих воздушных линий электропередачи целесообразно применение проводов нового поколения, обладающих улучшенными механическими и электрическими характеристиками по сравнению с проводами АС традиционной конструкции.

Применение проводов нового поколения, сохраняющих механические свойства в условиях длительной работы при повышенных температурах, особенно эффективно в сложных аварийных и послеаварийных режимах работы

сети, когда по остающимся в работе N-1, N-2 линиям пропускаются необходимые потоки энергии и мощности.

Область применения ПНП определяется, исходя из решаемых задач, которые следует разделить на следующие основные группы:

1. Повышение энергетической эффективности ВЛ:

1.1 На участках ЕНЭС для передачи большой мощности поставщиков электрической энергии;

1.2 На ВЛ, как альтернативный вариант ее переводу на более высокий класс напряжения, строительству двух цепей или увеличению сечения существующего провода.

2. Снижения капитальных затрат:

2.1 На больших переходах (таких, как судоходные реки, озера и т.д.), пересечений с инженерными сооружениями, дорогами, где требуется существенное увеличение высоты опор для соблюдения габаритных расстояний;

2.2 На протяженных прямолинейных участках трассы ВЛ с возможностью снижения количества промежуточных опор.

ПНП классифицируют по признакам компактности и допустимой температуре нагрева провода при эксплуатации на два основных класса [41]:

- компактированные (не высокотемпературные) провода, далее компактированные;

- ВТП (высокотемпературные провода).

Из класса ВТП следует выделить следующие подклассы:

- ВТП с композитным сердечником;

- ВТП с зазором.

ПНП могут быть следующей конструкции:

1. Геометрия поперечного сечения ТПЧ (токопроводящая часть) провода:

1.1 Геометрия поперечного сечения по отдельным повивам;

1.2 Одинаковая;

1.3 Отличающаяся;

2. Количество повивов ТПЧ:
    - 2.1 Один;
    - 2.2 Несколько;
  3. Форма поперечного сечения верхних повивов (одного или двух):
    - 3.1 Круглая;
    - 3.2 Трапецеидальная;
    - 3.3 Z-образная;
    - 3.4 Стреловидная;
    - 3.5  $\Omega$  – образная;
    - 3.6 Иная.
  4. Направление скрутки верхнего повива:
    - 4.1 В правом направлении;
    - 4.2 В левом направлении.
  5. Зазор между ТПЧ и сердечником:
    - 5.1 Наличие;
    - 5.2 Отсутствие.
  6. Сердечник:
    - 6.1 Материал сердечника совпадает с материалом токопроводящей части провода;
    - 6.2 Материал сердечника отличается от материала токопроводящей части провода
  7. Способ уплотнения ТПЧ (токопроводящей части провода):
    - 7.1 Применение профилированных проволок (выполненные из проволок некруглого сечения (трапецевидные, z-образные и др.);
    - 7.2 Пластическое обжатие проволок (уплотненные в процессе производства).
- ПНП могут быть изготовлены из следующих материалов:
1. Материал сердечника провода:
    - 1.1 На основе стали:
      - 1.1.1 Сталь с цинковым или алюмоцинковым покрытием

1.1.2 Сталь повышенной прочности с цинковым или алюмоцинковым покрытием;

1.1.3 Сталь, плакированная алюминием;

1.1.4 Сплав железа и никеля (инвар).

1.2 Композитные материалы:

1.2.1 Металлокомпозиты: волокна  $Al_2O_3$  в Al – матрице;

1.2.2 Неметаллические композиты: высокопрочные (углеродные, стеклянные, борные, арамидные, базальтовые и др.) волокна в полимерной матрице (или полимеркомпозит).

2. Материал ТПЧ провода:

2.1 Холоднотянутый алюминий с высокой проводимостью и высокой механической прочностью с рабочей температурой до 90 °С;

2.2 Алюминиевые сплавы (Al-Si-Mg) типа АВЕ, 6101-Т4, 6201-Т81 с рабочей температурой до 90 °С;

2.3 Термостойкий алюминий-циркониевый сплав с рабочей температурой: до 150 °С (сплавы ТАЛ и КТАЛ); до 210 °С (сплав ZТАЛ); до 230 °С (сплав ХТАЛ);

2.4 Термообработанный алюминий с высокой проводимостью и пониженной механической прочностью с рабочей температурой до 180 °С.

3. Смазка провода:

3.1 Наличие;

3.2 Отсутствие.

Рассмотрим компактированные ПНП на примере провода AACSRZ. Это провод неизолированный компактированный из алюминиевого сплава со стальным сердечником, соответствует требованиям [49] (изготовитель ООО «Ламифил»). Провод AACSRZ имеет ТПЧ из 1, 2 или 3 повивов профилированных Z-образных проволок, изготовленных из сплава (Al-Mg-Si) по [23] и [24] или из катанки КАС 6201-Т4 по [48]. Проволоки сердечника провода AACSRZ изготовлены из стальной оцинкованной проволоки по [2] или EN 50189 (возможны варианты изготовления сердечника из высокопрочной,

сверхпрочной или алюминированной стали). Межпроволочное пространство стального сердечника, включая его наружную поверхность и межпроволочное пространство всего провода за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой повышенной стойкости к нагреву.

Конструкция провода AACSRZ представлена на рисунке 2.

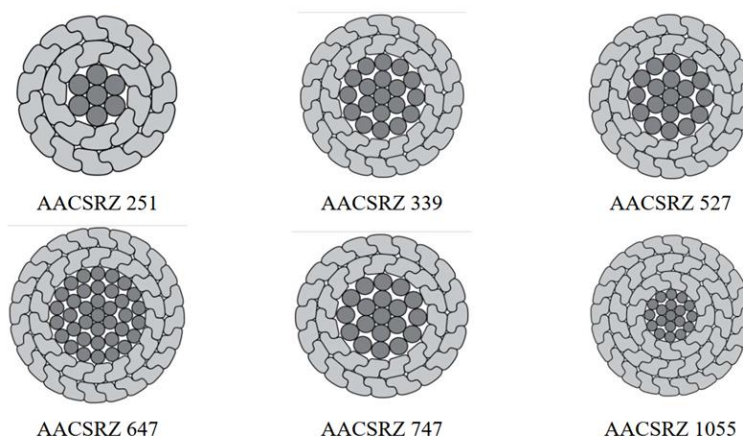


Рисунок 2 – Сечение проводов марки AACSRZ различной конструкции

На данный момент в Российской Федерации изготавливаются ПНП различных марок: AACSRZ, AAAC – Z, ACCC (ООО «Ламифил» (Россия)); ACВП, ACBT (ОАО «Северсталь - метиз» филиал «Волгоградский» (Россия)); АСку(АСк2у), АСТ (ОАО «Кирскабель» (Россия)); АСПТ (ООО «ЭМ-Кабель» (Россия)); СЕНИЛЕК: АТЗ/С, АТЗП/С, ACCR (АО «Людиново-кабель» (Россия)).

## 2.2 Устройства управления потоками реактивной мощности

### 2.2.1 СТАТКОМ

СТАТКОМ представляет собой устройство на базе статического преобразователя, работающее в качестве статического компенсатора реактивной мощности, чей емкостный или индуктивный выходной ток может изменяться независимо от переменного напряжения сети [20]. В СТАТКОМ из напряжения источника постоянного тока за счет широтно-импульсной модуляции и

использования фильтра гармоник формируется синусоидальное напряжение частотой  $50 \text{ Гц} \pm 3 \text{ Гц}$ . В электроэнергетической системе используется трехуровневая схема преобразователя. Три уровня напряжения (ноль, половина и полное) позволяют задать двухступенчатую основу синусоиды, что приводит к снижению мощности фильтров. СТАТКОМ генерирует реактивную мощность и емкостного, и индуктивного характера. Основной задачей устройства является регулирование напряжения сети за счет регулирования реактивной мощности в точке подключения. Другая задача - повышение качества электрической энергии. СТАТКОМ эффективно выполняет свои функции не только в нормальных, но и в аварийных и послеаварийных режимах электроэнергетической системы. Работа в аварийных режимах сети накладывает на него высокие требования по быстродействию. СТАТКОМ, в отличие от других устройств, может применяться для решения следующих актуальных задач эксплуатации:

- симметрирование нагрузки путем потребления активной мощности из одной фазы и выдачи ее в другую;
- демпфирование колебаний в электроэнергетической системе, поскольку СТАТКОМ обладает высоким быстродействием;
- активная фильтрация напряжения, что объясняется возможностью формирования напряжения не только гармонической, но и полигармонической формы, требуемой для компенсации соответствующих высших гармоник и интергармоник в сети;
- возможность гибкого управления напряжением системным оператором;
- сглаживание графиков нагрузок при наличии накопителя энергии большой емкости на стороне выпрямленного напряжения.

Кроме того, он решает и задачи, характерные для всех устройств данного типа - такие как стабилизация и регулирование напряжения, компенсация реактивной мощности [55].



Технический анализ позволил выявить наиболее важные преимущества данного устройства для задач управления реактивной мощностью и напряжением. К ним можно отнести минимальное воздействие на питающую сеть при пуске и гибкий диапазон регулирования реактивной мощности как в емкостном, так и в индуктивном диапазоне. Быстродействие СТАТКОМ выгодно отличает его от других устройств, поскольку позволяет осуществлять компенсацию реактивной мощности для резкопеременной нагрузки и снижать колебания фликера. Он имеет улучшенную фильтрацию гармонических искажений, позволяющую исключать или снижать до допустимых пределов интергармоники. По сравнению с аналогами он обладает меньшими габаритами и, следовательно, занимает меньшую площадь. К важным факторам для решаемой задачи можно также отнести отсутствие зависимости генерации реактивной мощности от напряжения сети, возможность контролировать перенапряжение в режиме реального времени, что улучшает стабильность напряжения системы, поддерживать напряжения в линиях в динамических режимах, демпфировать качания мощности ЭЭС. Данное устройство обладает высокой эффективностью, однако стоимость его велика [15].

В рассматриваемом районе проектирования находится большое количество тяговых подстанций 220 кВ, в связи с этим в сетях 220 кВ происходит снижение качества электрической энергии в части несинусоидальности, несимметрии и колебания напряжения. Устройство СТАТКОМ решает данные проблемы.

### 2.2.2 Управляемый шунтирующий реактор

УШР представляет собой статическое устройство шунтирующего типа с плавно регулируемым индуктивным сопротивлением путем подмагничивания ферромагнитных элементов магнитной цепи [6]. Магнитная система одной фазы УШР содержит два стержня. На каждом размещены обмотки управления и сетевые обмотки. При подключении к обмоткам управления регулируемого источника постоянного тока происходит нарастание потока подмагничивания, что вызывает насыщение стержней УШР в соответствующие полупериоды

напряжения. Насыщение стержней приводит к возрастанию тока в сетевой обмотке за счет уменьшения индуктивного сопротивления реактора. Это обеспечивает плавное изменение уровней напряжения, но возникают дополнительные потери мощности.

УШР предназначен для автоматического управления потоками реактивной мощности и стабилизации уровней напряжения. Он обеспечивает снижение суточных и сезонных колебаний напряжения в электрической сети до допустимых пределов, оптимизацию режимов работы электрической сети, в результате - снижение потерь электроэнергии при ее транспортировке и распределении. По сравнению с нерегулируемыми устройствами компенсации реактивной мощности УШР в десятки раз улучшает условия эксплуатации электротехнического оборудования за счет резкого сокращения числа коммутаций и ограничения использования менее надежных устройств РПН трансформаторов и автотрансформаторов, позволяет увеличить пропускную способность линий электропередачи и обеспечить надежное автоматическое управление уровнями напряжения при перетоках мощности, близких к предельным по статической устойчивости. В результате исключается эффект «лавины напряжения» при возникновении аварийных ситуаций в электрической сети (например, аварийное отключение нагрузки, генератора, линии электропередачи и др.). Улучшаются условия для работы генераторов электростанций в таком диапазоне генерации реактивной мощности, который способствует наиболее благоприятным эксплуатационным режимам. С помощью УШР поддерживаются запасы по напряжению и мощности в режимах с большими перетоками реактивной мощности [9].

Основными характеристиками УШР являются: мощность управления, составляющая 1-3% номинальной мощности, время набора полной мощности с предварительным подмагничиванием, не превышающее 0,02 с, полностью автоматический режим эксплуатации, высокий уровень надежности.

На основе сравнения УШР с аналогичными устройствами, предназначенными для решения рассматриваемых задач, можно выделить следующие

преимущества: использование маломощных вентильных устройств с меньшими потерями; отсутствие необходимости в водяном охлаждении; относительно низкая стоимость (до 2,5 раз ниже аналогичных систем компенсации).

Главный недостаток УШР - ограниченная область применения: УШР эффективен там, где большая величина реактивной мощности емкостного характера, т.е. в электрических сетях с высоким уровнем напряжения и в длинных линиях. При использовании УШР в электрических сетях с низким уровнем напряжения и в коротких линиях явного эффекта не выявлено [20].

### **2.3 Устройства Smart Metering**

Smart Metering подразумевает установку интеллектуальных приборов учета на стороне потребителя, их регулярный опрос, обработку данных и предоставление информации о потреблении энергоресурсов. Smart Grid – это управляемая сеть, осуществляющая сбор, обработку и распределение информации о потреблении ресурсов всеми участниками рынка с целью повысить эффективность, значимость, надежность, экономичность и устойчивость услуг в сфере энергетики [3].

Системы Smart Metering («умные» измерения) – интеллектуальные приборы учета с двунаправленной связью, установленные на стороне потребителя. Обеспечивают регулярный опрос, обработку данных, предоставление информации о потреблении энергоресурсов и возможность автоматического и удаленного управления.

Внедрение технологий Smart Metering в России началось в 2006 г. В настоящее время, по данным ОАО «Холдинг МРСК», только 1% приборов учета в России может обеспечить автоматизированную передачу данных.

Технологии Smart Metering позволяют оценить эффективность внедрения энергосберегающих технологий, сделать прозрачными расчеты за потребленные энергоресурсы, оперативно получать данные о текущем потреблении электроэнергии, режимах потребления, контроля исправности счетчиков, осуществить сведение баланса по группам счетчиков с целью выявления безучетного потребления и фактов воздействия на приборы учета [5].

Создание систем Smart Metering предполагает формирование нескольких уровней:

- Верхний уровень Smart Metering, в основе которого лежит MDM (Meter Data Management) система, который обеспечивает комплексное управление инфраструктурой, включая дистанционный сбор, хранение, обработку данных результатов измерений, управление нагрузкой потребителя, мониторинг состояния элементов системы и многое другое;

- Средний уровень представляет собой коммуникационную среду, обеспечивающую безопасный и защищенный обмен данными между верхним и нижним уровнями системы;

- Нижний уровень включает установленные на стороне потребителя интеллектуальные приборы учета.

В России понятие Smart Grid применимо ко всем классам напряжения, и в первую очередь, планируется преобразование магистральных электросетей. Это различие в концепциях объясняется тем, что в развитых западных странах уже завершены автоматизация и инновационное технологическое обновление в распределительных секторах высокого и среднего класса.

В «ФСК ЕЭС» оценивают суммарный экономический эффект от создания интеллектуальной сети для ЕЭС России в 50 млрд. руб. в год. Ожидается, что реализация проекта позволит:

- сократить потери электроэнергии при ее транспортировке;
- повысить пропускную способность линий электропередачи;
- снизить вероятность возникновения системных аварий;
- повысить надежность электроснабжения потребителей.

Smart счетчики способны на большее помимо простого ведения учета:

- являются важным датчиком в сети низкого напряжения;
- собирают статистику состояния такой сети, позволяя операторам лучше предвидеть проблемы и принимать быстрые и точные решения по

управлению «на передовой» организация на их основе приложений оптимизации энергосистемы для создания более активной и самовосстанавливающейся сети. Уровни организации интеллектуальных систем учета Smart Metering представлены на рисунке 3. «Умные» счетчики интегрированы в единую платформу управления энергопотреблением, работа которой позволяет сократить потребление, уменьшить количество отключений, снизить негативное воздействие на окружающую среду. В России, по данным Минэнерго РФ, не более 5% установленных счетчиков имеют функцию обратной связи, то есть являются «умными». Основная функция в России – биллинг.

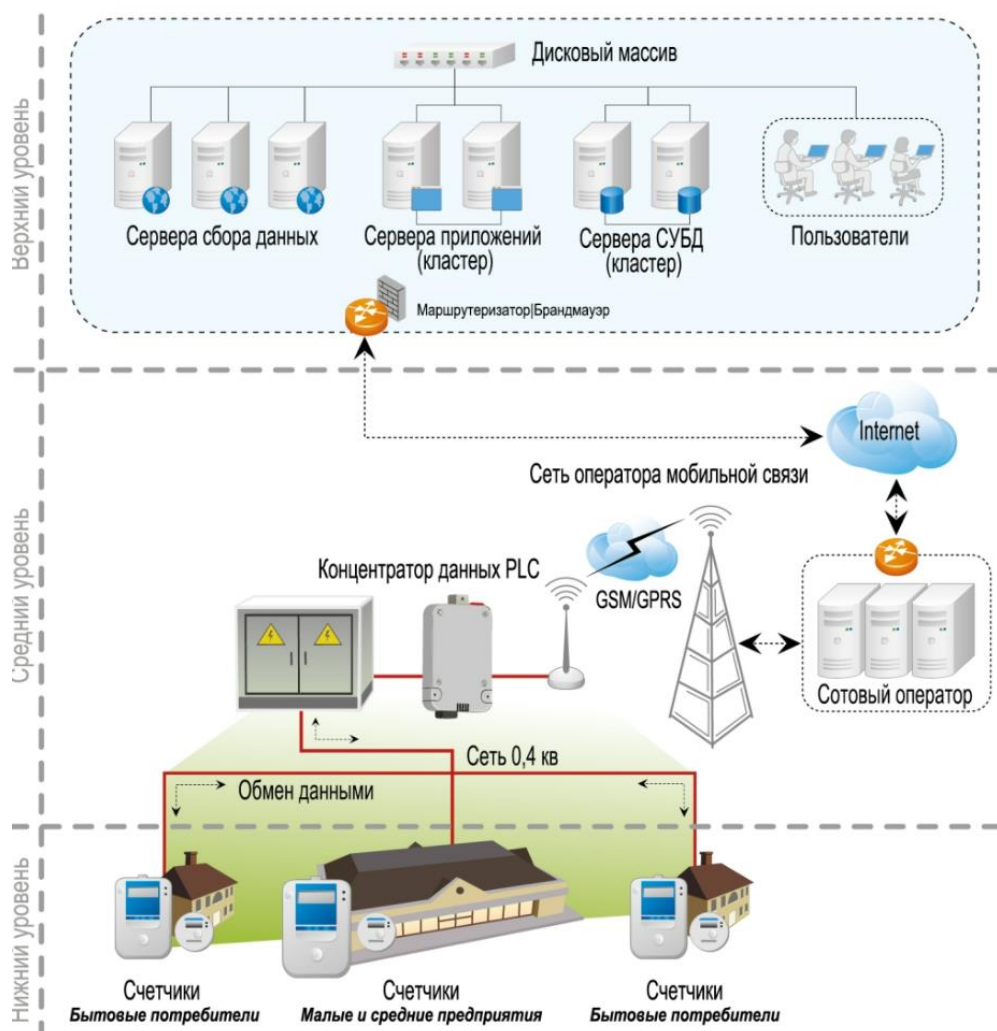


Рисунок 3 - Уровни организации интеллектуальных систем учета Smart Metering

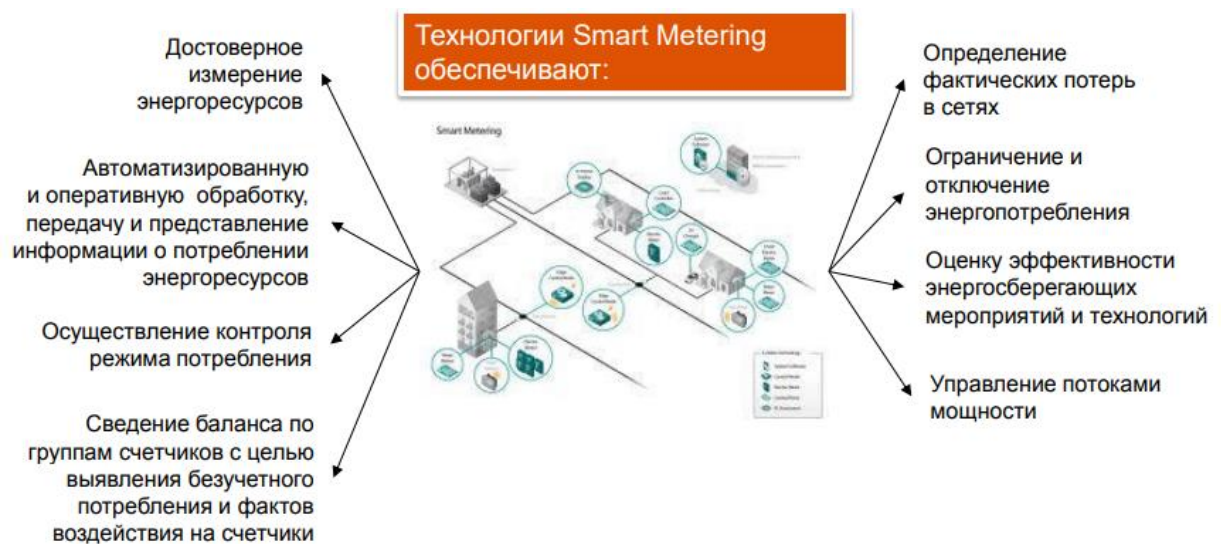


Рисунок 4 – Основные функции устройств Smart Metering

Для реализации используются счетчики: Echelon EM 1023/1021, KNUM 1021/1023/2023; концентраторы данных: Echelon DC 1000/SL. Реализованные проекты по установке устройств Smart Metering на базе ПО RDM в Российской Федерации представлены на рисунке 5.

Функционирование происходит на базе российского программного обеспечения RDM (Resource Data Manager). Это первая российская и одна из немногих систем в мире, созданная для работы в составе крупных систем учета энергоресурсов (электроэнергии, воды, тепла, холода, газа) с количеством точек учета от нескольких единиц до нескольких миллионов [9]. Основные функции устройств Smart Metering приведены на рисунке 4.

Функции ПО RDM:

- возможность гибкого конфигурирования ПО для различных групп заказчиков (сетевые, сбытовые компании, ЖКХ и прочие);
- поддержка оборудования как зарубежных, так и российских производителей;
- дистанционное считывание показаний приборов учета;
- дистанционное управление нагрузкой потребителя;

- регистрация событий приборов учета, фактов несанкционированного доступа;
- дистанционное параметрирование приборов учета и УСПД;
- контроль параметров энергосети и показателей качества электроэнергии;
- комплексный мониторинг инфраструктуры, включая измерительное, связное и серверное оборудование;
- поддержка большинство известных СУБД;
- возможность работы с системой через веб-браузер;
- личный кабинет абонента, доступный через веб-браузер и с мобильных устройств.

Реализованные проекты	АСКУЭ РРЭ ОАО «РЖД» - первая в России крупная система учета РРЭ	240 000 точек учета
	АСКУЭ РРЭ ОАО «Чувашская энергосбытовая компания»;	4 761 интеллектуальный прибор учета
	АСКУЭ РРЭ ООО «Коммунальные технологии» (г. Чебоксары);	4 990 интеллектуальных приборов учета
	Промышленная эксплуатация в филиале ОАО «МРСК Урала» - «Пермэнерго» (проект «Считай, экономь и плати»)	49 978 интеллектуальных приборов учета
	в филиалах ОАО «МРСК Центра» - «Смоленскэнерго», «Брянскэнерго», «Тамбовэнерго», «Ярэнерго»	Более 60 000 точек учета
	в «Тюменьэнерго»	Более 60 000 точек учета
	АИИС КУЭ ГК «Дружба-Монолит», г. Одинцово.	60 счетчиков Echelon, 120 счетчиков горячей и холодной воды IsTa.
	АИИС КУЭ ООО "ЭНКОМ", Бурятия.	740 счетчиков Echelon. Система расширяется до 3000 точек учета.

Рисунок 5 – Реализованные проекты по установке устройств Smart Metering на базе ПО RDM

## 3 РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА КОНФИГУРАЦИИ ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ

### 3.1 Разработка возможных вариантов схем электрической сети

Исходными данными при составлении вариантов сети являются взаимное расположение источников питания и пунктов потребления электрической энергии, уровни электрических нагрузок по активной и реактивной мощностям. Схемы электрических сетей должны с минимальными затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, безопасность эксплуатации сети.

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

В данной магистерской планируется спроектировать двухцепную ВЛ, I цепь которой: ПС Комсомольская – ПП Байкал – ПС Оунэ/т – ПП Кузнецовский – ПС Ландыши/т – ПС Ванино. II цепь: ПС Комсомольская – ПП Байкал – ПС Ванино.

Карта-схема предлагаемого варианта предполагаемой ВЛ приведена на рисунке 6.

В настоящей работе будет приведено сравнение традиционного сталеалюминиевого провода марки АС, и провода нового поколения. Сравнение характеристик провода марки АС и провода нового поколения приведено в статье: «Применение проводов нового поколения для увеличения пропускной способности линий электропередачи».

Также будет рассмотрен эффект от применения инновационных технологий, приведенных в главе 4.



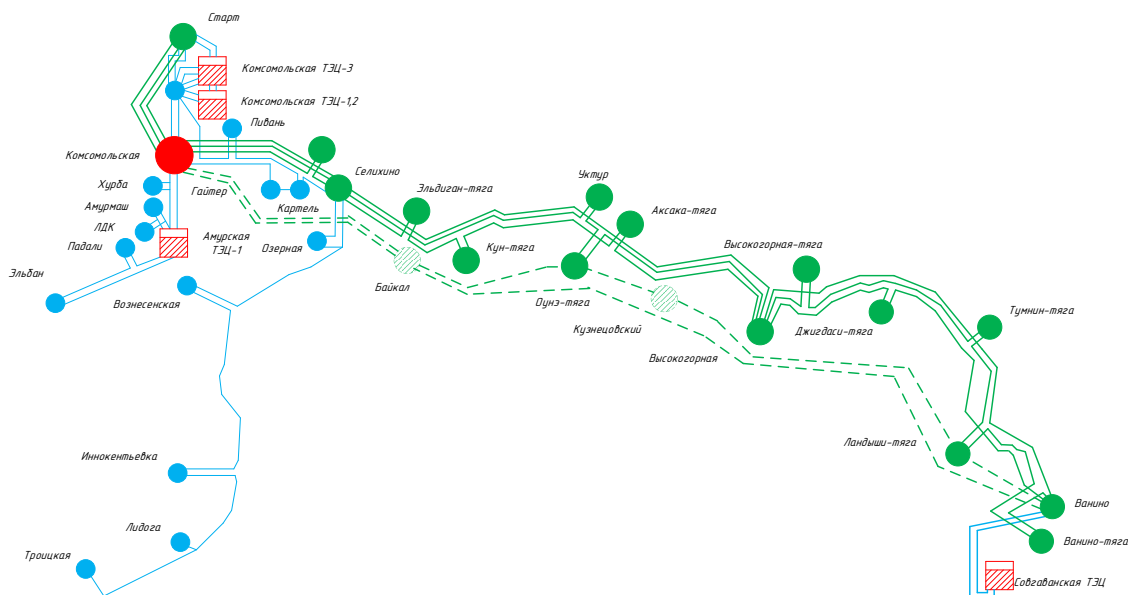


Рисунок 6 – Карта-схема проектируемой ВЛ

### 3.2 Определение уровня электрических нагрузок

Цель расчета: определение максимальных нагрузок для расчёта электрических режимов.

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (1)$$

где  $P^{баз}$  – базовая средняя мощность;

$\varepsilon$  – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки;

$N$  – срок выполнения прогноза принимается равным 5 лет.

Согласно [22], среднегодовой прирост нагрузки за 2021 – 2027 годы для Хабаровского края составит – 1,34 %.

Фактические и прогнозные нагрузки ПС на максимум 2027 приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Принятый уровень узлов нагрузки

Название узла нагрузки	Уном	Текущие нагрузки		Спрогнозированные на 2027 г	
		P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , Мвар	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , Мвар
ПС Комсомольская	500	223,631	89,452	239,022	95,609

Продолжение таблицы 4

Название узла нагрузки	Уном	Текущие нагрузки		Спрогнозированные на 2027 г	
		Рн, МВт	Qн, Мвар	Рн, МВт	Qн, Мвар
ПС Селихино	220	25,2	10,08	26,934	10,774
ПС Уктур	220	4	1,6	4,275	1,71
ПС Высокогорная	220	25,36	10,144	27,106	10,842
ПС Ванино	220	38,68	15,472	41,342	16,537
ПС Комсомольская-сортировочный/тяга	220	32	12,8	34,202	13,681
ПС Ландыши/тяга	220	45	18	48,097	19,239
ПС Кумтэ/тяга	220	32	12,8	34,202	13,681
ПС Оунэ/тяга	220	32	12,8	34,202	13,681
ПП Кузнецовский	220	30	12	32,065	12,828
ПП Байкал	220	32	12,8	34,202	13,681
ПС Джигдаси/тяга	220	32	12,8	34,202	13,681
ПС Ванино/тяга	220	32	12,8	34,202	13,681
ПС Тумнин/тяга	220	32	12,8	34,202	13,681
ПС Высокогорная/тяга	220	32	12,8	34,202	13,681
ПС Старт	220	42,2	16,88	45,104	18,042
ПС Кун/тяга	220	32	12,8	95,45	38,18
ПС Озерная	110	2,168	0,867	2,318	0,927
ПС Вознесенская	110	1,12	0,448	1,197	0,479
ПС Иннокентьевка	110	0,6	0,24	0,641	0,256
ПС Лидога	110	1,11	0,44	1,176	0,47
ПС Троицкая	110	4,648	1,859	4,968	1,987
ПС Картель	110	2,89	1,156	3,1	1,24
ПС Гайтер	110	1,408	0,563	1,881	0,752

### 3.3 Выбор силовых трансформаторов для ПС Ландыши-тяга

Согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы [21] проектируемая ВЛ будет проходить через два ПП 220 кВ: Байкал и Кузнецовский, две ПС 220 кВ: Оунэ/т, Ландыши/т. Также необходимо будет расширение ОРУ 220 кВ ПС Комсомольская и ПС Ванино.

В данной магистерской диссертации будет приведен выбор силовых трансформаторов на ПС Ландыши/т, выбор распределительного устройства ВН, выбор инновационного оборудования РУ ВН 220 кВ, выбор компенсирующих устройств.

В соответствии с существующими нормативами [29] мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70 – 80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух. Поскольку ПС Ландыши/т является проходной, необходима установка двух трансформаторов. Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению 2:

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot K_3}, \quad (2)$$

где  $K_3$  – коэффициент загрузки силового трансформатора, принимаем равным  $K_3 = 0,7$ ;

$P_{ср}$  – средняя активная мощность;

$Q_{неск}$  – некомпенсированная реактивная мощность;

$N$  – количество трансформаторов.

Проверку выбора трансформаторов осуществляют по выражению (3):

В нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S_n}{N \cdot S_T}, \quad (3)$$

$$0,5 \leq K_3 \leq 0,75, \quad (4)$$

В послеаварийном режиме:

$$K_3 = \frac{S_H}{(N-1) \cdot S_T}, \quad (5)$$

$$1 \leq K_3 \leq 1,2, \quad (6)$$

Для выбора силового трансформатора необходимо рассчитать эффективную активную мощность и некомпенсированную реактивную. Расчет некомпенсированной реактивной мощности приведен ниже.

Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\Delta} = P_{\max} \cdot (tg\varphi - tg\varphi_{\Delta}) \quad (7)$$

где  $tg\varphi_{\Delta}$  - коэффициент мощности, задаваемых энергосистемой;

$tg\varphi$  - фиксированное значение коэффициента мощности;

$P_{\max}$  – прогнозируемое значение активной мощности.

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{KV} = Q_{\max} - Q_{\Delta}, \quad (8)$$

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\max} - Q_{KV}, \quad (9)$$

где  $Q_{KV}$  - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, МВар.

$$Q_{\Delta} = 48,097 \cdot 0,3 = 14,249 \text{ МВар}$$

$$Q_{KV} = 48,097 - 14,249 = 4,81 \text{ МВар}$$

$$Q_{HECK} = 48,097 - 4,81 = 14,249 \text{ МВар}$$

Рассчитываем среднюю полную мощность нагрузки, коэффициент максимума равен 1,2:

$$P_{CP} = \frac{P_{\text{макс.прогноз}}}{K_{\text{max}}}, \quad (10)$$

$$P_{CP} = 48,097 : 1,2 = 40,081 \text{ МВт}$$

Определяем мощность силового трансформатора:

Принимаем к установке два трансформатора ТДТНЖ 40000/220 номинальной мощностью 40 МВА.

Проверяем выбранные трансформаторы по коэффициенту загрузки в нормальном (3) и послеаварийном (5) режимах.

В нормальном:

$$K_3 = 0,532$$

В послеаварийном:

$$K_5 = 1,065$$

Указанный трансформатор выбран верно.

Расшифровка марки трансформатора:

ТДТНЖ – 40000/220/35/27,5 – У1

Т – трехфазный;

Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;

Т – трехобмоточный;

Н – с регулированием напряжения под нагрузкой РПН на стороне ВН.

Ж – для электрифицированных железных дорог;

40000 – номинальная мощность трансформатора, кВА;

220 – класс напряжения стороны ВН, кВ;

35 – класс напряжения стороны СН, кВ;

27,5 – класс напряжения стороны НН, кВ;

У1 – климатическое исполнение и категория размещения.

Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Каталожные данные трансформатора

Тип трансформатора	Напряжение обмоток, кВ	Пределы регулирования	Напряжение короткого замыкания, $U_k, \%$		$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x, \%$
			В-Н	С-Н			
Обмотка ВН	230	$\pm 8 \times 1,5\%$	В-Н	12,5	240	66	1,1
Обмотка СН	38,5		С-Н	22			
Обмотка НН	27,5		С-Н	9,5			

### 3.4 Выбор сечения проводов

Выбор проводников должен осуществляться по экономическим токовым интервалам [26] для сталеалюминевых проводов ВЛ 110—750 кВ при полной номенклатуре сечений с последующей проверкой по допустимому нагреву [14].

$$I_{Расч.МАХ} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n}, \quad (11)$$

где  $n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение;

$P, Q$  – потоки активной и реактивной мощности соответственно.

Расчётный ток линии, по которому определяется суммарное сечение проводов ЛЭП определяется по выражению (14):

$$I_{Расч} = I_{Расч.МАХ} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (12)$$

где  $I_{расчМАХ}$  – количество цепей;

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

$\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии [7].

Для воздушных линий 110 – 220 кВ  $\alpha_i$  принимается равным 1,05 [25].

Поскольку нет данных о значении числа часов использования максимума нагрузки, примем  $\alpha_i=1$ .

Для I цепи: ПС Комсомольская – ПП Байкал – ПС Оунэ/т – ПП Кузнецовский – ПС Ландыши/т – ПС Ванино, поток мощности на участке ПС Комсомольская – ПП Байкал будет равен:

$$I_{расчМАХ} = 452 \text{ А,}$$

$$I_{расч} = 474 \text{ А.}$$

Выбираем провод АС - 300/39 с длительно-допустимым током 690 А.

Это сделано с тем расчетом, что в дальнейшем к данной линии возможно присоединение дополнительных потребителей.

Данный участок является самым нагруженным, поэтому можно принять выбранный провод и для других участков.

Выбранные сечения линий для варианта №1 с традиционным проводом АС приведены в таблице 6, а для варианта № 2 с проводом нового поколения в таблице 7.

Таблица 6 - Сечения линии в варианте №1

Участок	$U_{ном}$ кВ	Длина участка, км	Кол-во цепей	Марка провода
I цепь				
ПС Комсомольская – ПП Байкал	220	80,75	1	АС-300/39
ПП Байкал – ПС Оунэ/т		85,95		
ПС Оунэ/т – ПП Кузнецовский		9,89		
ПП Кузнецовский – ПС Ландыши/т	220	153,76	1	АС-300/39
ПС Ландыши/т – ПС Ванино		51		
II цепь				
ПС Комсомольская – ПП Байкал	220	80,72	1	АС-300/39
ПП Байкал – ПС Ванино		302,9		

Таблица 7 - Сечения линии в варианте №1

Участок	$U_{ном}$ кВ	Длина участка, км	Кол-во цепей	Марка провода
I цепь				
ПС Комсомольская – ПП Байкал	220	80,75	1	АСку 240/56
ПП Байкал – ПС Оунэ/т		85,95		
ПС Оунэ/т – ПП Кузнецовский		9,89		
ПП Кузнецовский – ПС Ландыши/т		153,76		
ПС Ландыши/т – ПС Ванино		51		
II цепь				
ПС Комсомольская – ПП Байкал	220	80,75	1	АСку 240/56
ПП Байкал – ПС Ванино		302,9		

Провода компактированные АСку состоят из стального сердечника и нескольких концентрических повивов профилированных алюминиевых проволок трапециевидной формы. Сердечник провода АСк2у состоит из стальных проволок с цинко-алюминиевым покрытием, изготовленных в соответствии со стандартом [23]. Изготовитель провода - ОАО «Кирскабель».

Конструкция провода АСку представлена на рисунке 7.

Длительно допустимый ток вне помещений для провода АС-300/39 – 690 А, вес провода – 1258 кг/км. Для провода АСку 240/56 длительно допустимый ток вне помещений – 845 А, удельная масса провода со смазкой – 1087 кг/км.

Проверку выбранных проводов проведем в программе RastrWin3.

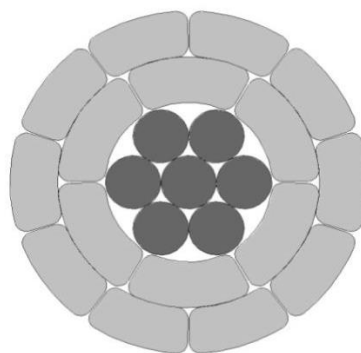


Рисунок 7 - Провод неизолированный компактированный АСку



### 3.5 Механический расчет ВЛ

Для определения наиболее эффективного расстояния между опорами и определения механических характеристик проектируемой ВЛ, проведем механический расчет для провода АС – 300/39 и АСку 240/56.

Механический расчет проводов и тросов ВЛ производится по методу допускаемых напряжений [26]. Механические нагрузки, действующие на провода и тросы ВЛ, определяются собственным весом провода, величиной ветрового напора и дополнительной нагрузкой, обусловленной гололедом.

Выполняется проверка на механические нагрузки провода марки АС-300/39. Воздушная линия имеет номинальное напряжение 220 кВ, 1 цепь. Расположена в ненаселенной местности холмистого типа, относящейся к IV району по гололеду и к III району по ветру, длину габаритного пролёта принимаем  $L=380$  м. Основные значения температур:  $t_{max} = +20$  °С,  $t_{min} = -40$  °С,  $t_{\text{э}} = 1,4$  °С [1].

Где  $t_{\text{э}}$  – среднегодовая температура воздуха;

$t_{max}$  – максимальная температура воздуха;

$t_{min}$  – минимальная температура воздуха.

Исходные данные для проектирования:

$q_{max}$  – максимальный нормативный скоростной напор ветра на высоте 15 метров от земли для III района по ветру, принимаем равным  $q_{max}=500$  Па;

$v$  = максимальная скорость ветра на высоте 15 метров для III района по ветру, принимаем равным  $v = 29$  м/с;

$b_{гол.норм}$  – нормативная толщина стенки гололеда для высоты 15 метров над поверхностью земли для IV района по гололеду, принимаем равным  $b_{гол.норм} = 20$  мм.

Далее выбираем тип анкерных и промежуточных опор [27]. Выбранные опоры показаны на рисунке 8 и 9.

#### 3.5.1 Выбор типа опор

В настоящий момент большое распространение получили стальные многогранные опоры. Многогранные опоры устанавливаются для линий электропередачи напряжением 10-500 кВ. Такие опоры могут эксплуатироваться в I-V гололедно-ветровых районах, а также в районах с низкими температурами до минус 60°С.

В России стальные многогранные опоры производят из низколегированной стали в соответствии с рабочими чертежами российских проектных институтов. Опора представляет собой конструкцию, выполненную из стоек. Отдельные стойки имеют форму полых телескопических конусов, в поперечном сечении – правильный многогранник. Соединения в секциях стоек – телескопические или фланцевые, траверсы – многогранные, решетчатые или изолирующие провода. Обработка от коррозии производится путем горячего оцинкования или покрытия цинкосодержащим композитом.

Многогранные опоры обладают следующими достоинствами: транспортабельность, малый отвод земли, надежность, вандалоустойчивость, адаптивность, высокая скорость монтажа, в том числе за счет увеличения межопорных расстояний. В отличие от унифицированных опор возможно проектирование опор индивидуально для линии, с учётом рельефа и климата.

В районе строительства проектируемой линии предпочтительнее установка стальных многогранных опор, поскольку суммарная длина проектируемой линии 390 км, местность необжитая, труднодоступная, со сложными природно-климатическими условиями.

При применении многогранных опор трудозатраты ниже по сравнению с другими типами опор как при выполнении земляных работ при установке фундаментов по опоры, так и при сборке и установке самих опор, это позволяет быстрее производить работы, поскольку строительство будет проходить в специфических условиях Крайнего Севера, и период активного строительства невелик. Снижение трудозатрат связано с увеличением пролетных расстояний, простоты установки, малого количества сборочных элементов.

Большим плюсом применения стальных многогранных опор для данного района является более дешевая транспортировка, в отличие от решетчатых, поскольку данный тип опор легче, также многие конструкции позволяют верхние секции размещать внутри нижних, длина телескопических секций не превышает 12 метров. Данный тип опор легче стальных решетчатых опор, что облегчает выкладку и сбор опор.

Существует несколько способов закрепления многогранных опор в грунте:

- на сборный железобетонный фундамент;
- на монолитный фундамент;
- на винтовые сваи;
- на пробуренный котлован;
- на трубы.

В районах с вечной мерзлотой предпочтительнее способ закрепления опоры на винтовые сваи. Опора крепится к фундаменту с помощью болтов. Установка опоры на фундамент производится обычным краном, поскольку опоры данного типа компактны и имеют небольшой вес.

Примем к установке стальные многогранные опоры, разработанные ОАО «НТЦ электроэнергетики» и имеющие следующую маркировку промежуточные опоры – П220-3, угловая анкерная опора – У220-1+9, анкерная опора – АМ220-1.

ОАО «НТЦ электроэнергетики» разработаны стальные многогранные одноцепные опоры ПМ220-1, ПМ220-3, ПМ220-5 изготавливаются по типовому проекту шифр 26.0069; УМ220-1, УМ220-3, КМ220-1, АМ220-1 - по типовому проекту шифр 27.0003 [63].

На опорах указанных проектов предусмотрена подвеска сталеалюминевых проводов АС 300/39, АС 400/51 и грозозащитного троса ТК11. Опоры рассчитаны на применение подвесных стеклянных изоляторов ПС300В для провода и ПС160Д для грозотроса [8].

Так как провод АСку легче АС – 300/39, выбранные опоры соответствуют поставленным требованиям.

Исходя из выбранных типов опор принимаем длины пролетов, необходимых для проектирования:

$l_{габ}$  – длина габаритного пролета, для опор выбранного типа равна 380-520 метров, принимаем равным  $l_{габ} = 380$  м;

$l_{вес}$  – длина весового пролета, для опор выбранного типа равна 475-650 метров, принимаем равным  $l_{вес} = 475$  м;

$l_{вет}$  – длина ветрового пролета, для опор выбранного типа равна 520 метров.

Для проектирования выбираем стальные промежуточные одноцепные опоры марки П220-3 [56] – рисунок 8, и стальные анкерные угловые одноцепные опоры У220-1+9 с подставкой, высотой 9 метров [56], представленной на рисунке 9.

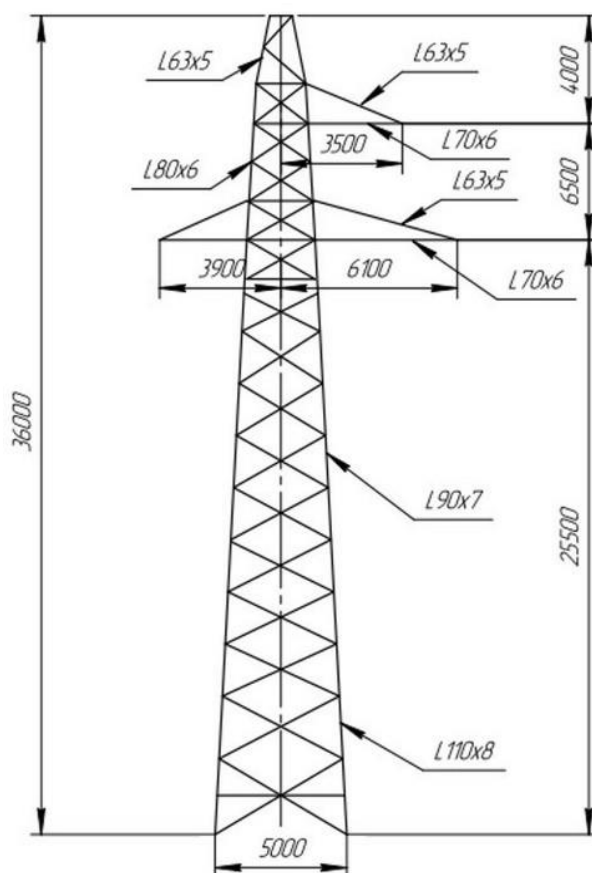


Рисунок 8 – Стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 220 кВ

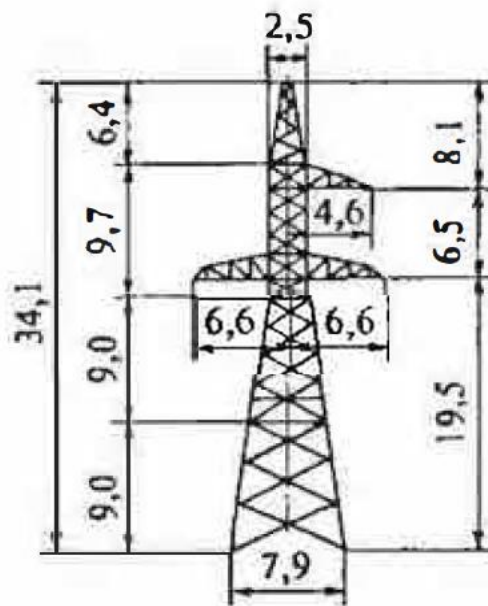


Рисунок 9 – Стальная анкерная угловая одноцепная опора ВЛ 220 кВ с подставкой, высотой 9 метров

### 3.5.2 Определение стрелы провеса провода

Для расчета стрелы провеса необходимо знать следующие данные:

$h_H$  – высота крепления нижнего провода к изоляторам и троса к опоре,

$$h_H = 25,5 \text{ м};$$

$h_B$  – высота крепления нижнего провода к изоляторам и троса к опоре,  $h_B$

$$= 32 \text{ м};$$

$h_{TP}$  – высота крепления троса к опоре,  $h_{TP} = 36 \text{ м};$

$\lambda$  – длина полимерного изолятора,  $\lambda = 2,4 \text{ м};$

$h_{заб}$  – наименьшее допустимое расстояние до земли в ненаселенной местности,  $h_{заб} = 7 \text{ м};$

$\Delta h_{заб}$  – поправка на неточность подвеса провода,  $\Delta h_{заб} = 0,5 \text{ м}.$

Рассчитываем высоту крепления провода на опоре:

$$h_i = h_H - \lambda, \tag{13}$$

$$h_I = 21,3 \text{ м}$$

Определяем стрелу провеса провода:

$$f_{\max} = h_I - h_{\text{заб}} - \Delta h_{\text{заб}}, \quad (14)$$

$$f_{\max} = 15,6 \text{ м}$$

Определяем высоту расположения приведенного центра тяжести провода:

$$h_{\text{пр.}H} = h_H - \frac{2}{3} \cdot f_{\max}, \quad (15)$$

$$h_{\text{пр.}H} = 15,1 \text{ м}$$

$$h_{\text{пр.}B} = h_B - \frac{2}{3} \cdot f_{\max}, \quad (16)$$

$$h_{\text{пр.}B} = 21,6 \text{ м}$$

$$h_{\text{мп}} = h_{\text{ТП}} - \frac{2}{3} \cdot f_{\max}, \quad (17)$$

$$h_{\text{мп}} = 25,6 \text{ м}$$

$$h_{\text{ПП}} = \frac{h_{\text{пр.}H} + h_{\text{пр.}B} + h_{\text{мп}}}{3}, \quad (18)$$

$$h_{\text{ПР}} = 20,767 \text{ м}$$

### 3.5.3 Определение удельных механических нагрузок на провод

Для расчета необходимы следующие исходные данные [8]:

$F_p$  – расчетное сечение всего провода,  $F_p = 340,19 \text{ мм}^2$ ;

$d$  – диаметр провода,  $d = 24 \text{ м}$ ;

$G_0$  – масса провода,  $G_0 = 1132 \cdot 10^{-3}, \text{ кг/м}$ ;

$g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ;

$g_0$  – плотность гололеда,  $0,9 \cdot 10^{-3}, \text{ кг/м}^3$ ;

$\alpha_K$  – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета,  $\alpha_K = 0,7$ ;

$Ca$  – аэродинамический коэффициент,  $Ca = 1,1$ .

Рассчитываем нагрузку на опору от массы провода:

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p}, \quad (19)$$

$$\gamma_1 = 0,0326 \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Нагрузка от массы гололеда

$$\gamma_2 = \frac{g \cdot g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + b)}{F_p}, \quad (20)$$

$$\gamma_2 = 0,072 \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Нагрузка от массы провода и гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2, \quad (21)$$

$$\gamma_3 = 0,104 \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Расчетный максимальный напор ветра:

$$Q = \frac{v^2}{1,6}, \quad (22)$$

$$Q = 525,625 \text{ Па}$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда:

$$\gamma_4 = \frac{\alpha_K \cdot C_a \cdot Q \cdot d}{F_p} \cdot 10^{-4}, \quad (23)$$

$$\gamma_4 = 0,00286 \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом:

$$\gamma_5 = \frac{\alpha_K \cdot C_a \cdot 0,25Q \cdot (d + 2b) \cdot 10^{-4}}{F_p}, \quad (24)$$

$$\gamma_5 = 1,904 \cdot 10^{-3} \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра на провод:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}, \quad (25)$$

$$\gamma_6 = 0,033 \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра:



$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}, \quad (26)$$

$$\gamma_7 = 0,104 \text{ кг/м}\cdot\text{мм}^2.$$

3.5.4 Определение критических пролетов ВЛ и исходного расчетного режима

Исходные данные [53]:

$\sigma_{\gamma max}$  – напряжение проводов при наибольшей нагрузке,  $\sigma_{\gamma max} = 126 \text{ Н/мм}^2$ ;

$\sigma_{t min}$  - напряжение проводов при наименьшей температуре,  $\sigma_{t min} = 126 \text{ Н/мм}^2$ ;

$\sigma_3$  – напряжение провода в режиме среднегодовой температуры,  $\sigma_3 = 84 \text{ Н/мм}^2$ ;

$\alpha$  – температурный коэффициент линейного расширения,  $\alpha = 19,8 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ ;

$E$  – модуль упругости провода,  $E = 77 \cdot 10^3 \text{ Н/мм}^2$ .

Рассчитываем критические пролеты:

$$l_{1KP} = \frac{2 \cdot \sigma_3}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot ((\sigma_3 - \sigma_{t min}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_3 - t_{min}))}{1 - \left(\frac{\sigma_3}{\sigma_{t min}}\right)^2}}, \quad (27)$$

$$l_{1KP} = 280,1 \text{ м},$$

$$l_{2KP} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot ((\sigma_{\gamma max} - \sigma_{t min}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_{zol} - t_{min}))}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma max}}{\sigma_{t min}}\right)^2}}, \quad (28)$$

$$l_{2KP} = 151,691 \text{ м},$$

$$l_{3KP} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot ((\sigma_{\gamma max} - \sigma_9) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_{зол} - t_9))}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma max}}{\sigma_9}\right)^2}}, \quad (29)$$

$$l_{3KP} = 119,69 \text{ м}.$$

В результате расчетов выяснилось, что  $l_{1KP} > l_{2KP} > l_{3KP}$ , физический смысл имеет только  $l_{2kp}$  и расчет проводится с ограничением напряжения при двух режимах: режим  $t_{min}$  и режим наибольших нагрузок..

### 3.5.5 Систематический расчет провода

Рассчитываем стрелу провеса для расчетного режима № 1 – провода и тросы покрыты гололедом при скоростном напоре ветра  $0,25q_{max}$  и  $t_1 = -10 \text{ °C}$ :

$$\sigma - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma max} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma max}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_1 - t_{зол}), \quad (30)$$

$$\sigma_1 = 126 \text{ Н/мм}^2;$$

$$f_1 = \frac{\gamma_3 \cdot l_{заб}^2}{8 \cdot \sigma_2}, \quad (31)$$

$$f_1 = 14,957 \text{ м}.$$

Более подробный расчет  $\sigma_1$  приведен в Приложении А

Рассчитываем стрелу провеса для расчетного режима № 2 – провода и тросы покрыты гололедом при отсутствии ветра  $q_{max}=0$ ,  $t_2 = -10$  °С:

$$\sigma - \frac{\gamma_3^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_2 - t_{зол}), \quad (32)$$

$$\sigma_2 = 126 \text{ Н/мм}^2;$$

$$f_2 = \frac{\gamma_3 \cdot l_{заб}^2}{8 \cdot \sigma_2},$$

$$f_2 = 14,955 \text{ м.}$$

Рассчитываем стрелу провеса для расчетного режима № 3 –при скоростном напоре ветра  $q_{max}$ , гололеда нет,  $t_3 = -10$  °С:

$$\sigma - \frac{\gamma_6^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_{зол}), \quad (33)$$

$$\sigma_3 = 45,73 \text{ Н/мм}^2;$$

$$f_3 = \frac{\gamma_6 \cdot l_{заб}^2}{8 \cdot \sigma_3}, \quad (34)$$

$$f_3 = 12,934 \text{ м.}$$

Рассчитываем стрелу провеса для расчетного режима № 4 –при средней годовой температуре, отсутствии ветра  $q_{max} = 0$ , гололеда нет,  $t_4 = 0$  °С:

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_4 - t_{зол}), \quad (35)$$

$$\sigma_4 = 44,29 \text{ Н/мм}^2;$$

$$f_4 = \frac{\gamma_1 \cdot l_{заб}^2}{8 \cdot \sigma_4}, \quad (36)$$

$$f_4 = 13,303 \text{ м.}$$

Рассчитываем стрелу провеса для расчетного режима № 5 – при температуре +15 °С, отсутствии ветра  $q_{max} = 0$ , гололеда нет,  $t_5 = 15$  °С:

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_5 - t_{зол}), \quad (37)$$

$$\sigma_5 = 42,541 \text{ Н/мм}^2;$$

$$f_5 = \frac{\gamma_1 \cdot l_{заб}^2}{8 \cdot \sigma_5}, \quad (38)$$

$$f_5 = 13,85 \text{ м;}$$

Рассчитываем стрелу провеса для расчетного режима № 6 – при низшей температуре - 40 °С, отсутствии ветра  $q_{max} = 0$ , и гололеда,  $t_6 = - 40$  °С:

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_6 - t_{зол}), \quad (39)$$

$$\sigma_6 = 50,122 \text{ Н/мм}^2;$$

$$f_6 = \frac{\gamma_1 \cdot l_{заб}^2}{8 \cdot \sigma_6}, \quad (40)$$

$$f_6 = 11,756 \text{ м.}$$

Рассчитываем стрелу провеса для расчетного режима № 7 – при наивысшей температуре + 20 °С, отсутствии ветра  $q_{max} = 0$ , и гололеда,  $t_7 = + 20$  °С:

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_7 - t_{зол}), \quad (41)$$

$$\sigma_7 = 42 \text{ Н/мм}^2;$$

$$f_7 = \frac{\gamma_1 \cdot l_{заб}^2}{8 \cdot \sigma_7}, \quad (42)$$

$$f_7 = 14,029 \text{ м.}$$

### 3.5.6 Расчет тяжения провода при обрыве в соседнем пролете

Расчет сводится к нахождению редуцированного тяжения провода и стрелы провеса в соседнем пролете.

Определяем начальное тяжение провода, за  $\sigma_3$  принимаем  $\sigma_4$ .

$$H_0 = \sigma_3 \cdot F_p, \quad (43)$$

$$H_0 = 15067,015 \text{ кг}$$

Далее строим кривую перемещения точки подвеса на основании двух функций:

$$f(H) = \frac{l_{заб}}{E \cdot F_p} \cdot (H_0 - H) + \frac{P_0^2 \cdot l_{заб}^3}{24} \cdot \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right), \quad (44)$$

$$g(H) = \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left( \frac{P_0 \cdot l_{заб} + G_\Gamma}{2H} \right)^2}}, \quad (45)$$

На основании функций строятся две кривые, пересечение которых даст нам искомое значение  $H$ . Анализируя график, получаем значение  $H=10500$  кг.

Находим стрелу провеса после обрыва провода в соседнем пролете:

$$f_{ОБР} = \frac{P_0 \cdot l_{заб}^2}{8 \cdot H}, \quad (46)$$

$$f_{ОБР} = 22,272 \text{ м.}$$

График тяжения провода при обрыве его в соседнем пролете показан на рисунке 10. Тяжение провода в любой его точке направлено по касательной к проводу. В его нижней точке оно горизонтально и имеет наименьшее значение, а в точках подвеса наибольшее. Тяжение зависит: а) от нагрузки провода: чем нагрузка больше, тем больше тяжение; б) от стрелы провеса: при разных нагрузках тяжение тем больше, чем меньше стрела провеса. Данный график позволяет посчитать максимальную стрелу провеса при обрыве провода в соседнем пролете.

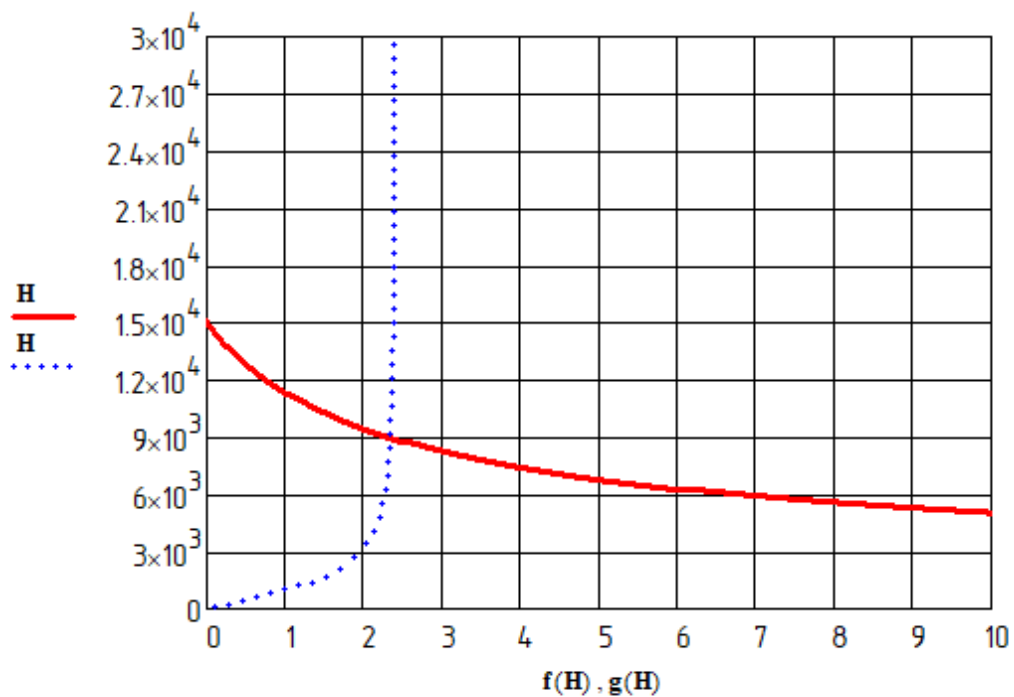


Рисунок 10 – График тяжения провода при обрыве его в соседнем пролете

### 3.5.7 Расстановка опор по профилю трассы ВЛ

Продольный профиль трассы ВЛ представляет собой очертания вертикального разреза вдоль трассы. Он представляет собой три кривые, на основании которых располагают опоры [31].

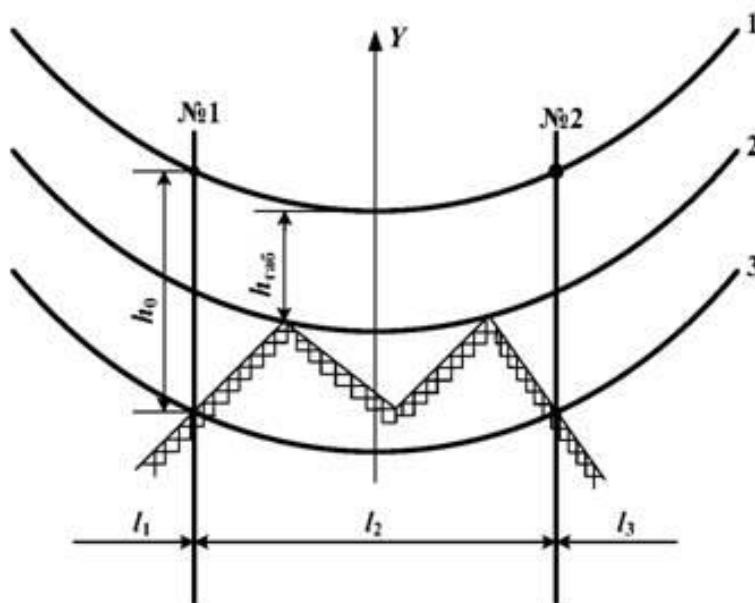


Рисунок 11 – Расстановка опор с помощью шаблона

Кривая 2 - габаритная кривая. Габаритная кривая служит для проверки габарита от проводов до земли и пересекаемых инженерных сооружений. При построении сдвигается вниз по вертикали от кривой 1 на расстояние, равное требуемому габариту:  $H = h_{габ} + \Delta h_{габ}$ . Важным условием является то, что кривая 2 должна только касаться линии профиля, как показано на рисунке 11, а не пересекать ее. Только в этом случае можно говорить о том, что требуемый габарит выдержан.

Кривая 3 - земляная кривая. Земляная кривая служит для правильного наложения шаблона без измерения и обозначения высоты подвеса провода на опорах. Ее сдвигают вниз от кривой 1 на расстояние, равное высоте подвеса провода на опорах.

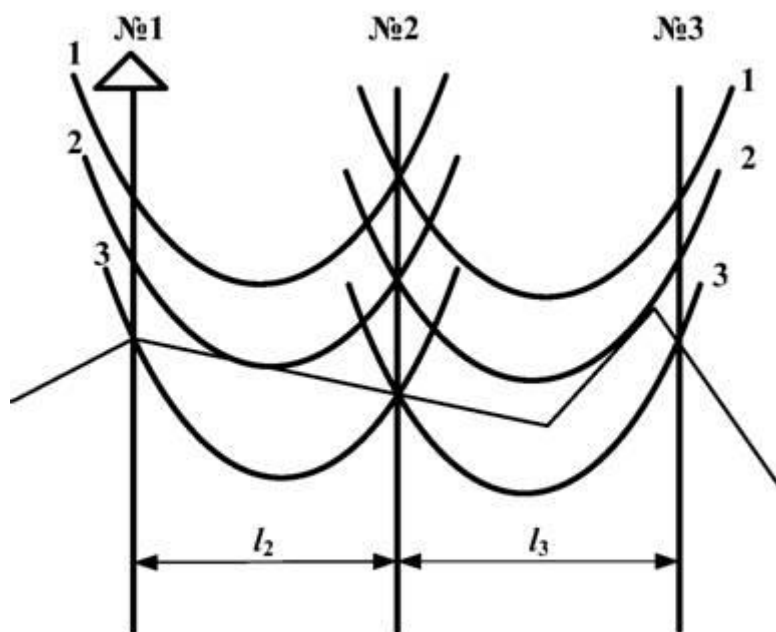


Рисунок 12 – Пример расстановки опор по профилю

Шаблон накладывается на профиль так, чтобы кривая 3 пересекла профиль в точке установки опоры № 1, ось шаблона была вертикальной, а кривая 2 только касалась профиля, тогда вторая точка пересечения кривой 3 с профилем определит местоположение опоры №2. Место установки опоры № 2 отмечают на шаблоне и, повторяя операцию наложения шаблона, находят место



установки всех последующих опор. Если последний пролёт окажется малым, то его следует увеличить за счет некоторого сокращения предыдущих, соблюдая условие, что смежные пролёты промежуточных опор не должны отличаться по длине друг от друга более чем в два раза.

На основании трех функций строим шаблон для расстановки опор.

$$Y(x) = \frac{\gamma_2}{\sigma_2 \cdot 2} (x)^2, \quad (47)$$

$$Y_1(x) = Y(x) - (h_{\text{заб}} + \Delta h_{\text{заб}}), \quad (48)$$

$$Y_2(x) = Y(x) - h_1, \quad (49)$$

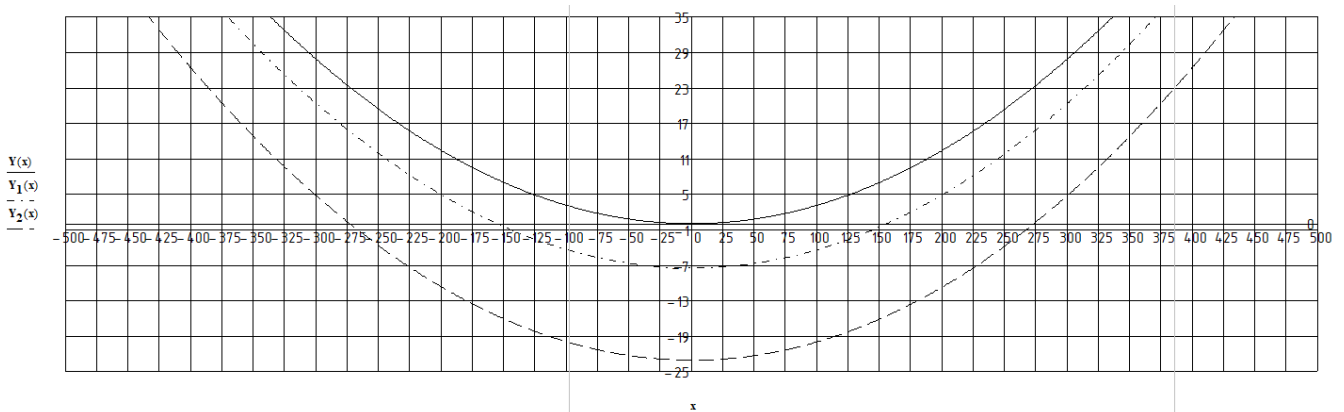


Рисунок 13 – Продольный профиль трассы ВЛ для провода АС – 300/39

В таблице 8 приведены полученные при расчете сравнительные характеристики проводов АС – 300/39 и АСку – 240/56.

На основании расчетов, длина пролета для провода АС – 300/39 – 480 метров, для провода АСку – 240/56 в результате расчетов – 540 метров. Таким образом Для второго варианта пролет окажется длиннее на 40 метров. Сравнительные характеристики проводов АС – 300/39 и АСку – 240/56 приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Сравнительные характеристики проводов АС – 300/39 и АСку – 240/56

Параметр провода	АС – 300/39	АСку – 240/56
Стрела провеса провода $f_{\max}$ , м	15,6	15,6
Высота расположения приведенного центра тяжести провода: $h_{np.H}$ , $h_{np.B}$ , $h_{mp}$ , $h_{PP}$	15,1 21,6 25,6 20,8	15,1 21,6 25,6 20,8
Нагрузка на опору от массы провода, $\gamma_1$ , кг/м·мм <sup>2</sup>	0,0326	0,036
Нагрузка от массы гололеда, $\gamma_2$ , кг/м·мм <sup>2</sup>	0,072	0,076
Нагрузка от массы провода и гололеда, $\gamma_3$ , кг/м·мм <sup>2</sup>	0,104	0,112
Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда, $\gamma_4$ , кг/м·мм <sup>2</sup>	0,00286	0,00279
Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом, $\gamma_5$ , кг/м·мм <sup>2</sup>	$1,904 \cdot 10^{-3}$	$2,065 \cdot 10^{-3}$
Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра на провод, $\gamma_6$ , кг/м·мм <sup>2</sup>	0,033	0,036
Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра, $\gamma_7$ , кг/м·мм <sup>2</sup>	0,104	0,112
Напряжение проводов при наибольшей нагрузке, $\sigma_{\max}$ , Н/мм <sup>2</sup>	126	197,15
Напряжение проводов при наименьшей температуре, $\sigma_{\min}$ , Н/мм <sup>2</sup>	126	197,15

Параметр провода	АС – 300/39	АСку – 240/56
Напряжение провода в режиме среднегодовой температуры, $\sigma_3$ , Н/мм <sup>2</sup>	84	131,43
Температурный коэффициент линейного расширения, $\alpha$ , C <sup>-1</sup>	$19,8 \cdot 10^{-6}$	$17,9 \cdot 10^{-6}$
Модуль упругости провода, $E$ , Н/мм <sup>2</sup>	$77 \cdot 10^3$	$93,7 \cdot 10^3$
Стрела провеса для расчетного режима № 1, $f_1$ , м	14,957	10,232
Стрела провеса для расчетного режима № 2, $f_2$ , м	14,955	10,231
Стрела провеса для расчетного режима № 3, $f_3$ , м	12,934	6,798
Стрела провеса для расчетного режима № 4, $f_4$ , м	13,03	7,237
Стрела провеса для расчетного режима № 5, $f_5$ , м	13,85	7,907
Стрела провеса для расчетного режима № 6, $f_6$ , м	11,756	5,49
Стрела провеса для расчетного режима № 7, $f_7$ , м	14,029	8,128
Начальное тяжение провода, $H_0$ , кг	15067,654	26595,008
Стрела провеса после обрыва провода в соседнем пролете, $f_{ОБР}$ , м	22,272	17,498

### 3.5.8 Выбор и проверка изоляции ВЛ

Для крепления провода воздушной линии электропередачи к опоре применим изоляторы марки ПС300В [64].

Основные параметры выбранной марки изолятора:

- длина пути утечки изолятора составляет 390 мм;
- механическая разрушающая сила – 300 кН;

- диаметр тарелки – 320 мм;
- строительная высота – 195 мм.

Выбор изоляции производится по удельной эффективной пути утечки в зависимости от степени загрязнения атмосферы.

$$L = \lambda_3 \cdot U_{\phi м} \cdot K, \quad (50)$$

где  $\lambda_3$  – удельная эффективная длина пути утечки, равна 2,8 см/кВ [61];

$U_{\phi м}$  – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, деленное на  $\sqrt{3}$ , кВ;

$K$  – коэффициент эффективности [61].

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (51)$$

где  $L_{II}$  – длина пути утечки одного изолятора.

Для ВЛ номинального напряжения 220 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (51) следует прибавить еще 2 изолятора.

Длина пути утечки составит для гирлянды изоляторов ПС300В:

$$L = 2,8 \cdot 145,492 \cdot 1,2 = 488,854 \text{ см.}$$

Число изоляторов в гирлянде:

$$m = \frac{488,854}{39} + 2 = 14,535.$$

Округляя до целого значения, получим 15 изоляторов в гирлянде.

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки  $320 \pm 14$  мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{488,854}{33,4} + 2 = 16,636.$$

Округляя до целого значения, получим 17 изоляторов в гирлянде.

Для крепления грозотроса выберем изолятор марки – ПС160Д. Согласно [58] количество изоляторов в поддерживающем тросовом креплении должно быть не менее двух и определяться условиями обеспечения требуемой надежности каналов высокочастотной связи. Количество изоляторов в натяжном тросовом креплении следует принимать удвоенным по сравнению с количеством изоляторов в поддерживающем тросовом креплении.

Для минимизации последствий жизнедеятельности птиц возможно применение защитных колпаков на поддерживающих гирляндах изоляторов.

### 3.5.9 Выбор линейной арматуры

Для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опоре применяется линейная арматура.

Основные виды линейной арматуры необходимые для проектируемой воздушной линии:

- зажимы, служащие для закрепления проводов и тросов;
- цепная арматура, служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;
- соединительная арматура, служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов и шлейфов на опорах анкерного типа;
- гасители вибрации с грузами или демпфирующие петли [60].

Согласно [58] на ВЛ 110 кВ и выше в условиях труднодоступной местности рекомендуется применение двухцепных поддерживающих и натяжных гирлянд изоляторов с отдельным креплением к опоре.

Крепление проводов к подвесным изоляторам и крепление тросов следует производить при помощи поддерживающих или натяжных зажимов. Из

натяжных зажимов предпочтение следует отдавать зажимам, не требующим разрезания провода [58].

Поддерживающие зажимы для подвески проводов могут быть глухими или с заделкой ограниченной прочности. По условию надежности рекомендуется применение глухих зажимов. Подвеску грозозащитных тросов на опорах следует осуществлять только в глухих зажимах [58].

Соединения проводов и тросов следует производить при помощи соединительных зажимов, сварки, а также при помощи зажимов и сварки в совокупности. В одном пролете ВЛ допускается не более одного соединения на каждый провод или трос [58].

Поскольку проектируемая ВЛ неоднократно будет пересекать водные преграды, необходима защита от вибрации. На сталеалюминевых проводах столь большого сечения применяют гасители вибрации обычного типа [58].

Применение распорок и защитной арматуры для линии данного класса напряжения не требуется.

#### 3.5.10 Заземление ВЛ

Согласно [58] воздушные линии 110-500 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии грозотросами по всей длине. В свою очередь воздушные линии, имеющие тросы должны быть заземлены.

На каждом анкерном участке длиной до 10 км грозозащитные тросы должны быть заземлены в одной точке, путем устройства специальных перемычек на анкерной опоре. При большей длине анкерных пролетов количество точек заземления в пролете выбирается так, чтобы при наибольшем значении продольной электродвижущей силы, наводимой в тросе при КЗ на ВЛ, не происходил пробой искровых промежутков на ВЛ [58].

На подходах к ПС на расстоянии 2-3 км тросы необходимо заземлить на каждой опоре.

Защитные аппараты, устанавливаемые на опорах ВЛ для защиты от грозовых перенапряжений, должны быть присоединены к заземлителю отдельным спуском [58].

На металлических и железобетонных опорах соединение тросов с заземляющими устройствами опор всегда осуществляется с использованием металла опор, включая траверсы или арматуру [58].

Заземлители ВЛ, как правило, должны находиться на глубине не менее 0,5 м, а в пахотной земле - 1 м. В случае установки опор в скальных грунтах допускается прокладка лучевых заземлителей непосредственно под разборным слоем над скальными породами при толщине слоя не менее 0,1 м. При меньшей толщине этого слоя или его отсутствии рекомендуется прокладка заземлителей по поверхности скалы с заливкой их цементным раствором.

Сечение каждого из заземляющих спусков на опоре ВЛ должно быть не менее 35 мм<sup>2</sup>, а для однопроволочных спусков диаметр должен быть не менее 10 мм. Допускается применение стальных оцинкованных однопроволочных спусков диаметром не менее 6 мм. Сопротивление заземляющего устройства воздушной линии должно быть не более 30 Ом.

Соединение заземляющих проводников между собой, присоединение их к верхним заземляющим выпускам стоек железобетонных опор, к крюкам и кронштейнам, а также к заземляемым металлоконструкциям и к заземляемому электрооборудованию, установленному на опорах ВЛ, должны выполняться сваркой или болтовыми соединениями [58].

Присоединение заземляющих проводников (спусков) к заземлителю в земле также должно выполняться сваркой или иметь болтовые соединения [58].

#### 4 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ СХЕМНО - РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ

В ПВК RastrWin при задании модели сети все узлы разделяются на нагрузочные (Нагр), генерирующие (Ген) и балансирующие (База) [25].

Для выполнения расчётов установившихся режимов один из узлов связанной схемы должен быть назначен базисным. В базисном узле необходимо задать модуль напряжения в графе  $V_{зд}$ .

В случае подготовки схемы для расчёта режимов для проектирования ЛЭП 220 кВ за базисный узел принимаем шины 500 кВ ПС Комсомольская. В качестве генерирующих узлов приняты шины 220 кВ ХТЭЦ-3, шины 10 кВ ХТЭЦ-1, СЭС 1 и СЭС 2. В таких узлах необходимо задать  $P_g$  и  $Q_g$  или  $P_g$ ,  $V_{зд}$ , а также пределы изменения реактивной мощности ( $Q_{min}$ ,  $Q_{max}$ ).

Эквивалент энергосистемы г. Хабаровска включает в себя 8 ПС.

При моделировании ЛЭП в таблице «Ветви» задаются номера узлов, ограничивающих ветвь, сопротивления, активная и реактивная проводимости. Сопротивления задаются в Ом (положительные), проводимости для ЛЭП в мкСм со знаком минус. Данные R, X, B, берутся из справочников [8].

При расчете режима определяются только напряжения узлов, остальные расчетные величины (токи, потоки мощности и т.д.) определяются непосредственно перед их отображением.

Для ЛЭП 220 кВ используется стандартная П-образная схема замещения, показанная на рисунке 15.

Для трансформаторов используется Г-образная схема замещения, показанная на рисунке 14.

В таблицах 9 и 10 приведены потери для двух вариантов проектируемой сети.

Параметры узлов и ветвей в нормальном режиме для вариантов № 1 и № 2 приведены в приложении Б.



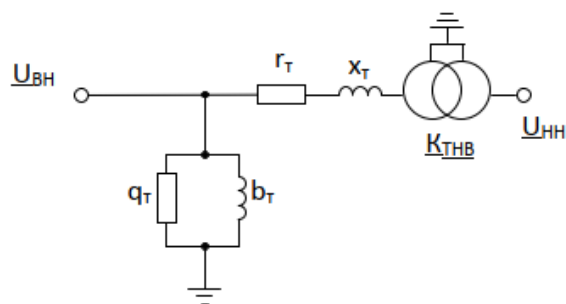


Рисунок 14 – Г-образная схема замещения трансформатора

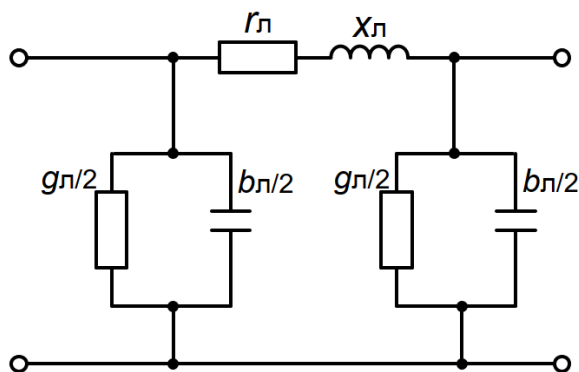


Рисунок 15 – схема замещения ЛЭП 220 кВ

Результаты расчёта режимов для варианта №1 приведены на рисунках 16-20.

Таблица 9 - Величина потерь активной мощности обоих вариантов до установки КУ

Рген, МВт	Рнаг, МВт	Др, МВт	% потерь
Вариант №1			
532	505	27,86	5,647
Вариант №2			
532	505	27,11	5,095

Таблица 10 - Величина потерь активной мощности обоих вариантов после установки КУ

Рген, МВт	Рнаг, МВт	Др, МВт	% потерь
Вариант №1			
530	505	25,16	4,747
Вариант №2			
530	505	22,18	4,184

Для компенсации реактивной мощности устанавливаем на шинах 110 кВ ПС Ванино УШР [40] на 25 МВАр на каждую секцию. На ПС Высокогорная на шинах 35 кВ установлены два реактора РШ 20 МВАр каждый. На ПС Ландыши/т устанавливаем два устройства СТАТКОМ [57] на 20 МВАр на каждую секцию 35 кВ.

В таблице 11 приведены значения напряжений в узлах сети в нормальном режиме до установки компенсирующих устройств.

Таблица 11 – Напряжения в узлах сети до установки КУ

Наименование узла	Напряжение, кВ	1,1 Uном, кВ
Шины 220 кВ ПП Байкал	250,42	242
Шины 220 кВ ПС Кумтэ/т	249,37	242
1 с.ш. 220 кВ ПС Селихино	249,46	242
2 с.ш. 220 кВ ПС Селихино	249,47	242
Шины НН ПС Селихино	11,4	11
1 с.ш. 110 кВ ПС Селихино	123,79	121
2 с.ш. 110 кВ ПС Селихино	123,79	121
Шины 220 кВ ПС Оунэ/т	248,37	242
Шины 220 кВ ПС Эльдиган/т	248,88	242
Шины 220 кВ ПС Уктур	249,07	242
Шины 220 кВ ПС Кун/т	247,66	242
Шины 220 кВ ПС Аксака/т	247,46	242
Шины 220 кВ ПС Тумнин/т	247,14	242
Шины 220 кВ ПС Ванино/т	247,09	242
Шины 220 кВ ПС Высокогорная/т	248,01	242
Шины 220 кВ ПС Джигдаси/т	247,51	242
1 с.ш. 220 кВ ПС Высокогорная	248,34	242
2 с.ш. 220 кВ ПС Высокогорная	248,34	242
Шины 35 кВ ПС Высокогорная	38,33	38,5
Шины 10 кВ ПС Высокогорная	10,86	11
Шины 220 кВ ПП Кузнецовский	248,22	242
Шины 220 кВ ПС Ландыши/т	247,52	242
Шины 35 кВ ПС Ландыши/т	38,4	38,5
Шины 27,5 кВ ПС Ландыши/т	28,95	30,25
Шины 220 кВ ПС Ванино	247,33	242
Шины 110 кВ ПС Ванино	120,19	121
Шины 10 кВ ПС Ванино	10,82	11

Из данных таблицы можно сделать вывод, что напряжение в большинстве узлов сети превышает допустимые значения, что не соответствует требованиям качества электроэнергии [30]. Исходя из этого можно сделать вывод, что необходима установка компенсирующих устройств.







На основании расчета режима для варианта №1 выбранное сечение провода АС – 300/39 удовлетворяет требуемым условиям, токовая нагрузка ЛЭП для трех режимов показана в таблицах 12-14.

Таблица 12 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме без компенсирующих устройств для 1 и 2 Вариантов

Наименование ВЛ	1 вариант	Токовая нагрузка, А	Длительно допустимый ток, А	2 вариант	Токовая нагрузка, А	Длительно допустимый ток, А
ПС Комсомольская – ПС Кумтэ/т		239,028	610		231,722	610
ПС Кумтэ/т – ПС Селихино		164,299	610		159,355	610
ПС Комсомольская – ПС Комсомольская-сортировочный/т		252,033	610		244,714	610
ПС Комсомольская-сортировочный/т – ПС Селихино		175,737	610		172,459	610
ПС Комсомольская – ПС Селихино		197,882	610		192,227	610
ПС Комсомольская – ПС Эльдиган/т		181,248	690		170,961	690
ПС Эльдиган/т – ПС Уктур		109,922	690		98,908	690
ПС Уктур – ПС Оунэ/т		87,719	690		80,042	690
ПС Оунэ/т – ПС Высокогорная		124,058	690		153,676	690
ПС Селихино – ПС Кун/т		197,774	690		191,666	690
ПС Кун/т – ПС Аксака/т		120,447	690		114,196	690
ПС Аксака/т – ПС Высокогорная		57,753	690		48,124	690
ПС Селихино – ПС Высокогорная		134,413	690		127,257	690
ПС Высокогорная – ПС Тумнин/т		56,681	690		59,905	690
ПС Тумнин/т – ПС Ванино/т		40,062	690		32,786	690
ПС Ванино/т – ПС Ванино		118,582	690		105,663	690
ПС Высокогорная – ПС Высокогорная/т		147,155	690		152,945	690
ПС Высокогорная/т – ПС Джигдаси/т		69,405	690		75,953	690

Продолжение таблицы 12

Наименование ВЛ	1 вариант	Токовая нагрузка, А	Длительно допустимый ток, А	2 вариант	Токовая нагрузка, А	Длительно допустимый ток, А
ПС Джигдаси/т – ПС Ландыши/т		37,421	690		21,059	690
ПС Ландыши/т – ПС Ванино		33,035	690		28,424	845
ПС Высокогорная – ПС Ванино		45,544	690		43,243	690
ПС Комсомольская – ПП Байкал		192,734	690		244,813	845
ПП Байкал – ПС Оунэ/т		217,895	690		271,040	845
ПС Оунэ/т – ПП Кузнецовский		100,203	690		110,198	845
ПП Кузнецовский – ПС Ландыши/т		56,735	690		61,059	845
ПС Ландыши/т – ПС Ванино		33,256	690		35,387	845
ПС Комсомольская – ПП Байкал		190,807	690		242,247	845
ПП Байкал – ПС Ванино		103,940	690		147,009	845
Совгаванская ТЭЦ – ПС Ванино		191,691	690		156,598	690
Совгаванская ТЭЦ – ПС Ванино		191,693	690		156,603	690

Таблица 13 - Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме после установки КУ с отключением ВЛ 220 кВ: Комсомольская – Селихино, Комсомольская – Кумтэ/т, Комсомольская – Комсомольская-сортировочный/т

Наименование ВЛ	1 вариант	Токовая нагрузка, А	Длительно допустимый ток, А	2 вариант	Токовая нагрузка, А	Длительно допустимый ток, А
ПС Комсомольская – ПС Кумтэ/т		0	610		0	610
ПС Кумтэ/т – ПС Селихино		75,783	610		65,079	610
ПС Комсомольская – ПС Комсомольская-сортировочный/т		0	610		0	610
ПС Комсомольская-сортировочный/т – ПС Селихино		75,837	610		65,065	610

Продолжение таблицы 13

Наименование ВЛ	Токовая за- грузка, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая за- грузка, А	Длительно допустимый ток, А
ПС Комсомольская – ПС Селихино	0	610	0	610
ПС Комсомольская – ПС Эльдиган/т	69,180	690	117,875	690
ПС Эльдиган/т – ПС Уктур	141,711	690	189,511	690
ПС Уктур – ПС Оунэ/т	152,077	690	209,396	690
ПС Оунэ/т – ПС Высо- когорная	355,969	690	252,385	690
ПС Селихино – ПС Кун/т	21,722	690	113,947	690
ПС Кун/т – ПС Ак- сака/т	82,429	690	60,495	690
ПС Аксака/т – ПС Вы- сокогорная	153,577	690	0	690
ПС Селихино – ПС Высокогорная	89,071	690	146,092	690
ПС Высокогорная – ПС Тумнин/т	51,488	690	44,878	690
ПС Тумнин/т – ПС Ва- нино/т	81,136	690	78,884	690
ПС Ванино/т – ПС Ва- нино	151,974	690	147,923	690
ПС Высокогорная – ПС Высокогорная/т	84,279	690	74,820	690
ПС Высокогорная/т – ПС Джигдаси/т	41,313	690	33,880	690
ПС Джигдаси/т – ПС Ландыши/т	78,639	690	74,025	690
ПС Ландыши/т – ПС Ванино	61,787	690	63,503	845
ПС Высокогорная – ПС Ванино	68,826	690	64,524	690
ПС Комсомольская – ПП Байкал	555,338	690	500,894	845
ПП Байкал – ПС Оунэ/т	687,137	690	638,588	845
ПС Оунэ/т – ПП Куз- нецовский	96,405	690	73,480	845
ПП Кузнецовский – ПС Ландыши/т	74,826	690	61,423	845
ПС Ландыши/т – ПС Ванино	62,049	690	63,543	845

1 вариант

2 вариант



Наименование ВЛ	1 вариант	Токовая за- грузка, А	Длительно допустимый ток, А	2 вариант	Токовая за- грузка, А	Длительно допустимый ток, А
ПС Комсомольская – ПП Байкал		553,844	690		499,527	845
ПП Байкал – ПС Ва- нино		229,327	690		197,296	845
Совгаванская ТЭЦ – ПС Ванино		203,392	690		224,730	690
Совгаванская ТЭЦ – ПС Ванино		203,376	690		224,720	690

Согласно приведенным выше значениям, в данном послеаварийном режиме токи линий не превышают длительнодопустимые значения для выбранных проводов, что подтверждает правильность их выбора.

Таблица 14 - Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме после установки КУ с отключением ВЛ 220 кВ: Высокогорная – Ванино, Ванино/т – Ванино

Наименование ВЛ	1 вариант	Токовая за- грузка, А	Длительно допустимый ток, А	2 вариант	Токовая за- грузка, А	Длительно допустимый ток, А
ПС Комсомольская – ПС Кумтэ/т		264,365	610		241,930	610
ПС Кумтэ/т – ПС Се- лихино		182,081	610		162,271	610
ПС Комсомольская – ПС Комсомольская- сортировочный/т		279,069	610		255,993	610
ПС Комсомольская- сортировочный/т – ПС Селихино		195,540	610		174,823	610
ПС Комсомольская – ПС Селихино		218,697	610		197,921	610
ПС Комсомольская – ПС Эльдиган/т		200,169	690		175,621	690
ПС Эльдиган/т – ПС Уктур		120,663	690		100,823	690
ПС Уктур – ПС Оунэ/т		103,566	690		79,778	690
ПС Оунэ/т – ПС Вы- сокогорная		181,734	690		210,418	690
ПС Селихино – ПС Кун/т		223,095	690		202,365	690

Наименование ВЛ	Токовая загрузка, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, А	Длительно допустимый ток, А
ПС Кун/т – ПС Аксака/т	139,292	690	120,525	690
ПС Аксака/т – ПС Высокогорная	61,783	690	49,279	690
ПС Селихино – ПС Высокогорная	148,592	690	131,646	690
ПС Высокогорная – ПС Тумнин/т	182,699	690	179,307	690
ПС Тумнин/т – ПС Ванино/т	95,683	690	93,969	690
ПС Ванино/т – ПС Ванино	0	690	0	690
ПС Высокогорная – ПС Высокогорная/т	130,854	690	120,416	690
ПС Высокогорная/т – ПС Джигдаси/т	64,678	690	44,482	690
ПС Джигдаси/т – ПС Ландыши/т	74,395	690	62,948	690
ПС Ландыши/т – ПС Ванино	61,243	690	49,677	845
ПС Высокогорная – ПС Ванино	0	690	0	690
ПС Комсомольская – ПП Байкал	207,087	690	243,207	845
ПП Байкал – ПС Оунэ/т	252,522	690	313,179	845
ПС Оунэ/т – ПП Кузнецовский	97,074	690	102,684	845
ПП Кузнецовский – ПС Ландыши/т	63,535	690	58,643	845
ПС Ландыши/т – ПС Ванино	61,840	690	70,012	845
ПС Комсомольская – ПП Байкал	205,005	690	240,342	845
ПП Байкал – ПС Ванино	107,382	690	125,840	845
Совгаванская ТЭЦ – ПС Ванино	125,817	690	108,342	690
Совгаванская ТЭЦ – ПС Ванино	125,812	690	108,322	690

В таблице 15 приведены значения напряжений в узлах сети для 1 варианта в нормальном режиме после установки компенсирующих устройств.

Таблица 15 - Напряжения в узлах сети в нормальном режиме после установки КУ

Наименование узла	Напряжение, кВ		1,1 Uном, кВ
	Вариант №1	Вариант №2	
Шины 220 кВ ПП Байкал	232,49	234,98	242
Шины 220 кВ ПС Кумтэ/т	232,41	233,95	242
1 с.ш. 220 кВ ПС Селихино	231,69	233,5	242
2 с.ш. 220 кВ ПС Селихино	231,69	233,5	242
Шины НН ПС Селихино	10,34	10,42	11
1 с.ш. 110 кВ ПС Селихино	114,82	115,74	121
2 с.ш. 110 кВ ПС Селихино	114,82	115,74	121
Шины 220 кВ ПС Оунэ/т	228,67	231,71	242
Шины 220 кВ ПС Эльдиган/т	230,37	230,37	242
Шины 220 кВ ПС Уктур	229,53	232,37	242
Шины 220 кВ ПС Кун/т	228,31	230,42	242
Шины 220 кВ ПС Аксака/т	227,58	229,74	242
Шины 220 кВ ПС Тумнин/т	227,08	229,48	242
Шины 220 кВ ПС Ванино/т	227,43	229,91	242
Шины 220 кВ ПС Высокогорная/т	227,49	229,84	242
Шины 220 кВ ПС Джигдаси/т	227,64	228,94	242
1 с.ш. 220 кВ ПС Высокогорная	228,21	230,34	242
2 с.ш. 220 кВ ПС Высокогорная	228,2	230,34	242
Шины 35 кВ ПС Высокогорная	35	35,46	38,5
Шины 10 кВ ПС Высокогорная	10,02	10,53	11
Шины 220 кВ ПП Кузнецовский	228,47	231,6	242
Шины 220 кВ ПС Ландыши/т	226,89	229,12	242
Шины 35 кВ ПС Ландыши/т	37,07	35,54	38,5
Шины 27,5 кВ ПС Ландыши/т	27,91	27,52	30,25
Шины 220 кВ ПС Ванино	227,78	230,28	242
Шины 110 кВ ПС Ванино	112,92	113,49	121
Шины 10 кВ ПС Ванино	10,16	10,21	11

По показаниям таблицы можно сделать вывод, что значения напряжений в узлах сети остаются в норме – не ниже Uном и не более 1,1 Uном, что соответствует требованиям качества электроэнергии [30].

Токовая нагрузка ЛЭП в максимальном режиме для двух вариантов не превышает длительно допустимых значений.

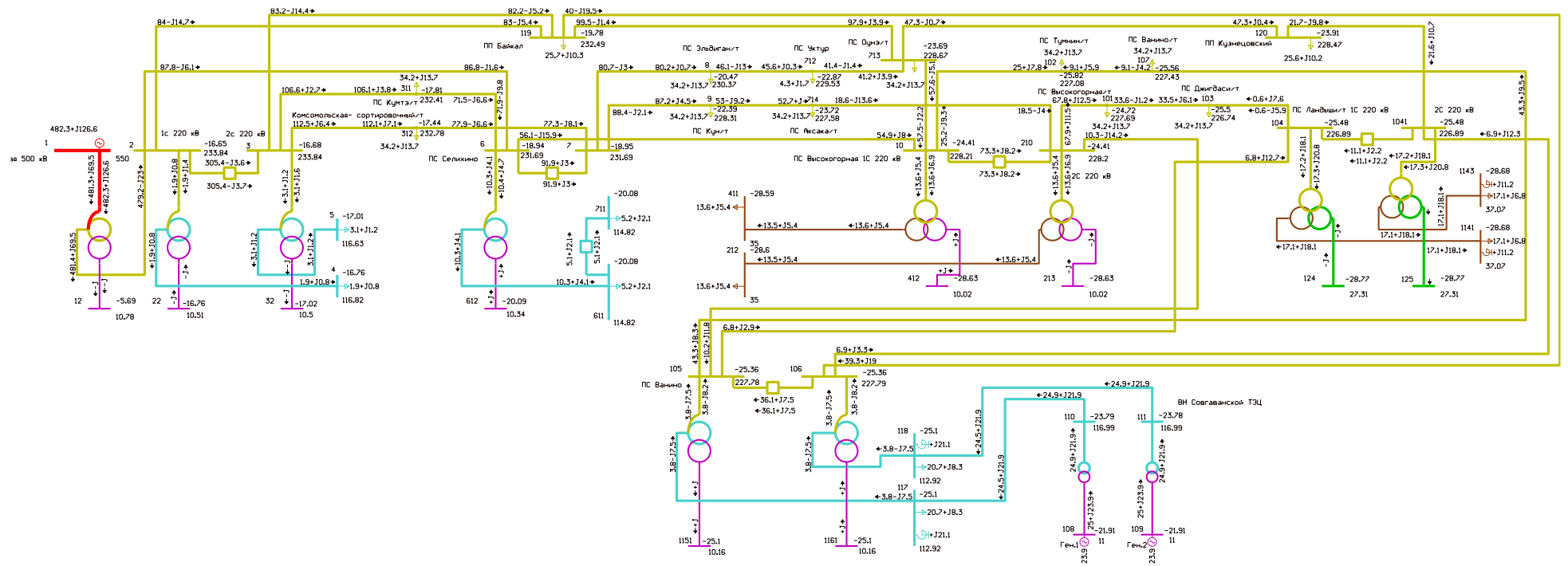


Рисунок 21 - Схема из ПВК RastrWin вариант № 1. Нормальный режим после установки КУ

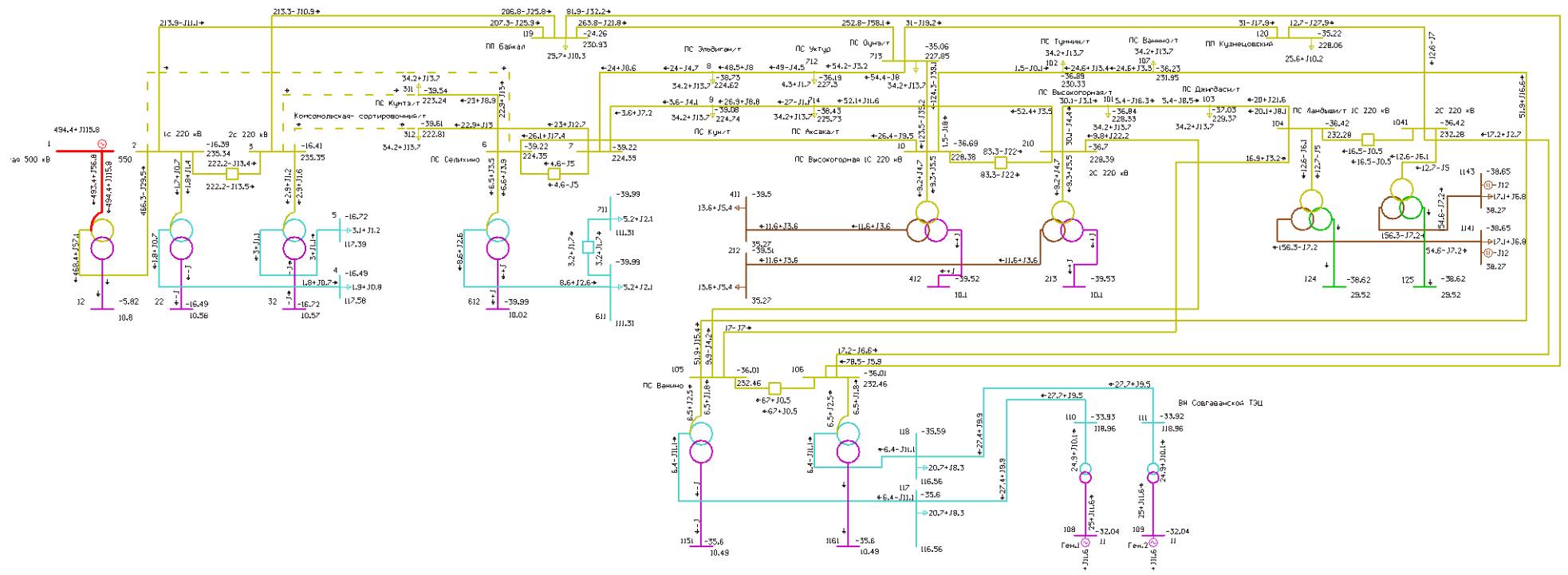


Рисунок 22 - Схема из ПВК RastrWin вариант № 1. Послеаварийный режим после установки КУ с отключением ВЛ 220 кВ: Комсомольская – Селихино, Комсомольская – Кумтэ/т, Комсомольская – Комсомольская-сортировочный/т

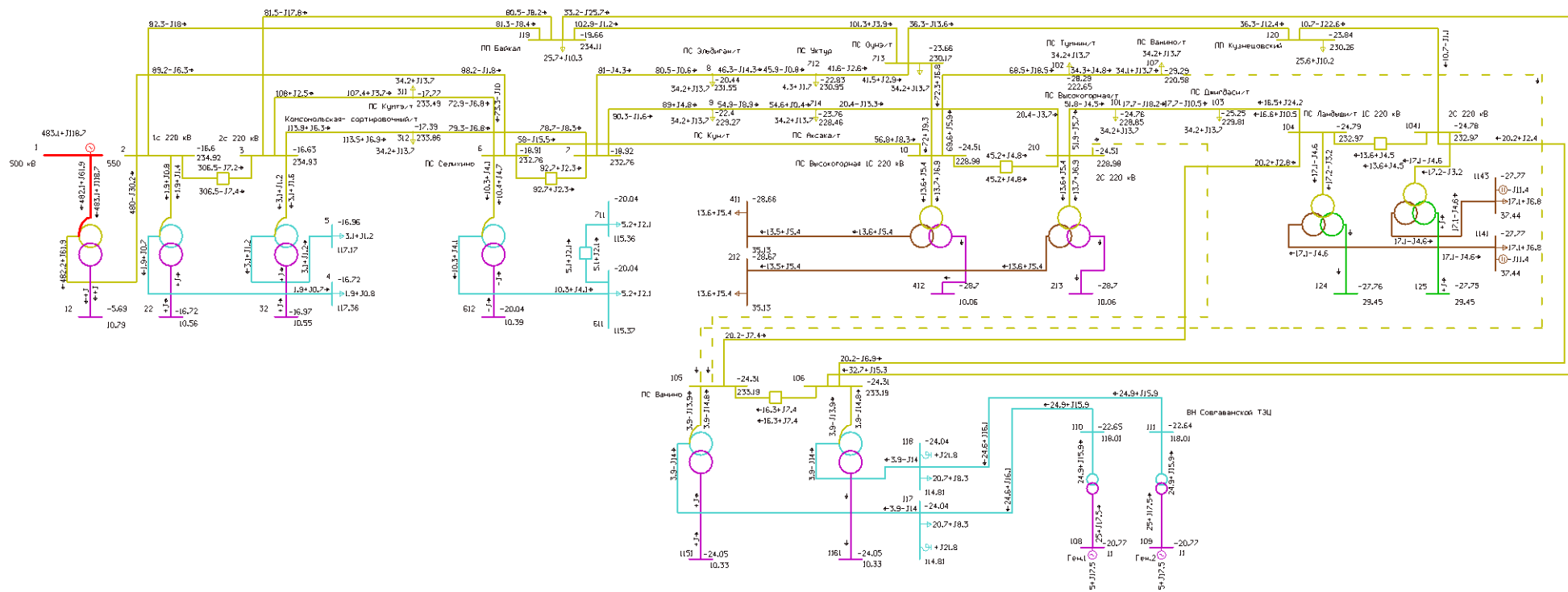


Рисунок 23 - Схема из ПВК RastrWin вариант № 1. Послеаварийный режим после установки КУ с отключением ВЛ 220 кВ: Высокогорная – Ванино, Ванино/т – Ванино



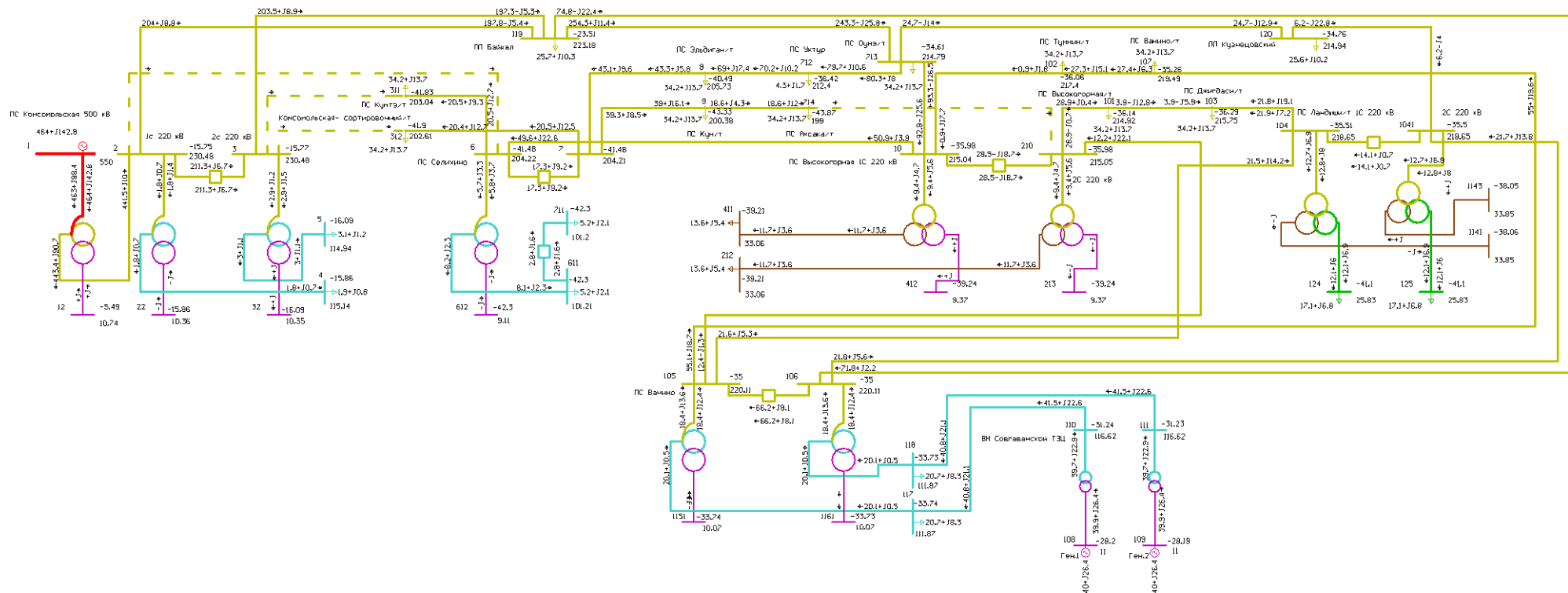


Рисунок 25 - Схема из ПВК RastrWin вариант № 2. Послеаварийный режим до установки КУ с отключением ВЛ 220 кВ:  
 Комсомольская – Селихино, Комсомольская – Кумтэ/т, Комсомольская – Комсомольская-сортировочный/т



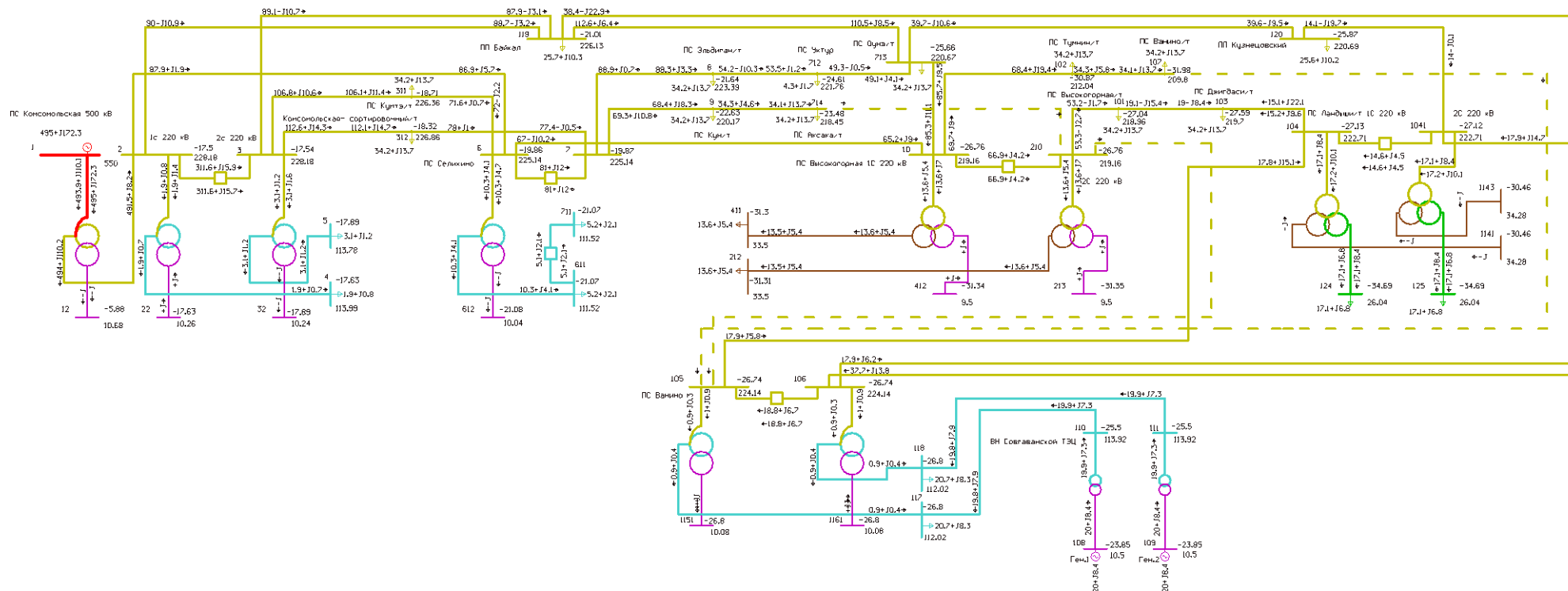


Рисунок 26 - Схема из ПВК RastrWin вариант № 2. Послеаварийный режим до установки КУ с отключением ВЛ 220 кВ:  
 Высокогорная – Ванино, Ванино/т – Ванино

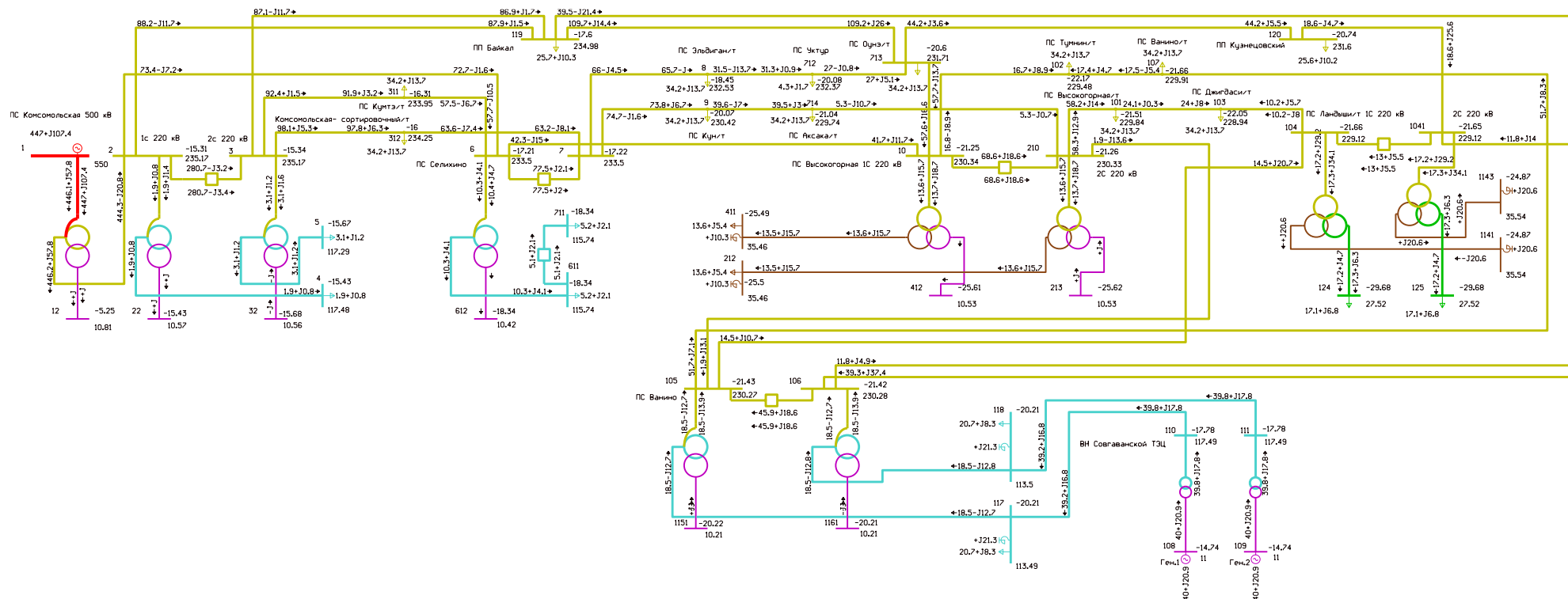


Рисунок 27 - Схема из ПВК RastrWin вариант № 2. Нормальный режим после установки КУ

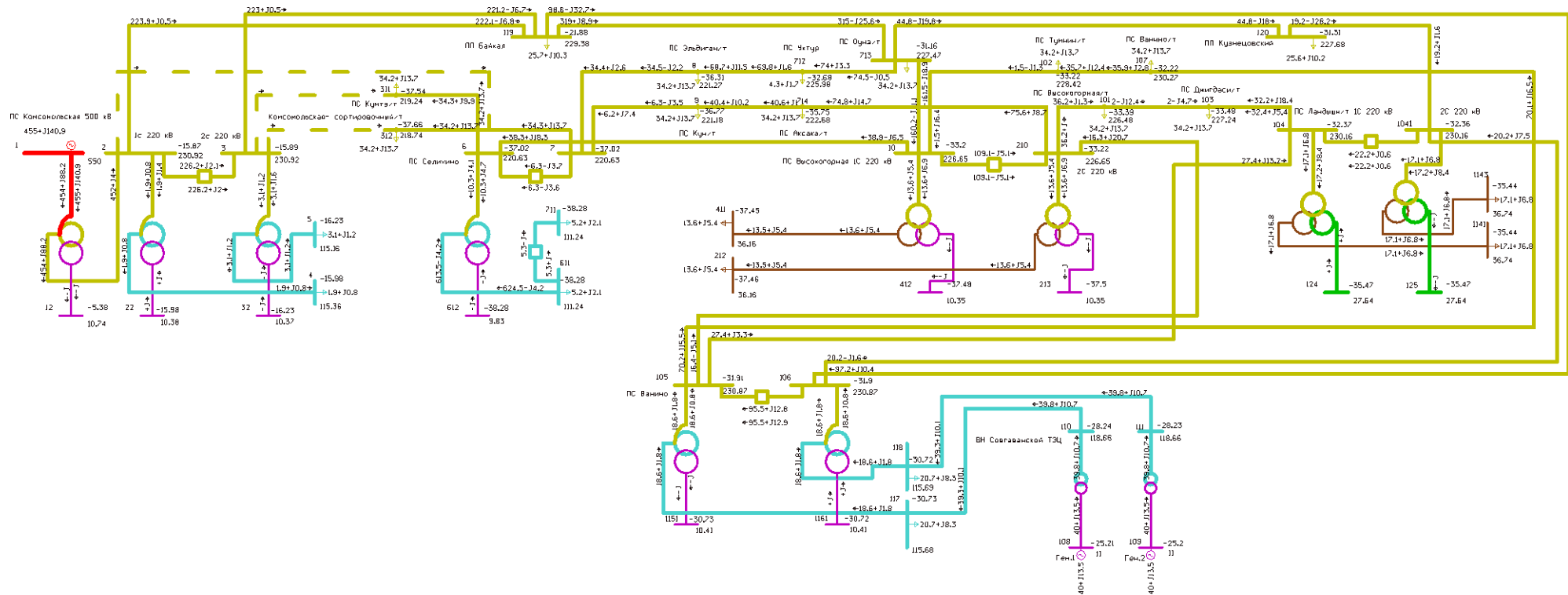


Рисунок 28 - Схема из ПВК RastrWin вариант № 2. Послеаварийный режим после установки КУ с отключением ВЛ 220 кВ:  
 Комсомольская – Селихино, Комсомольская – Кумтэ/т, Комсомольская – Комсомольская-сортировочный/т

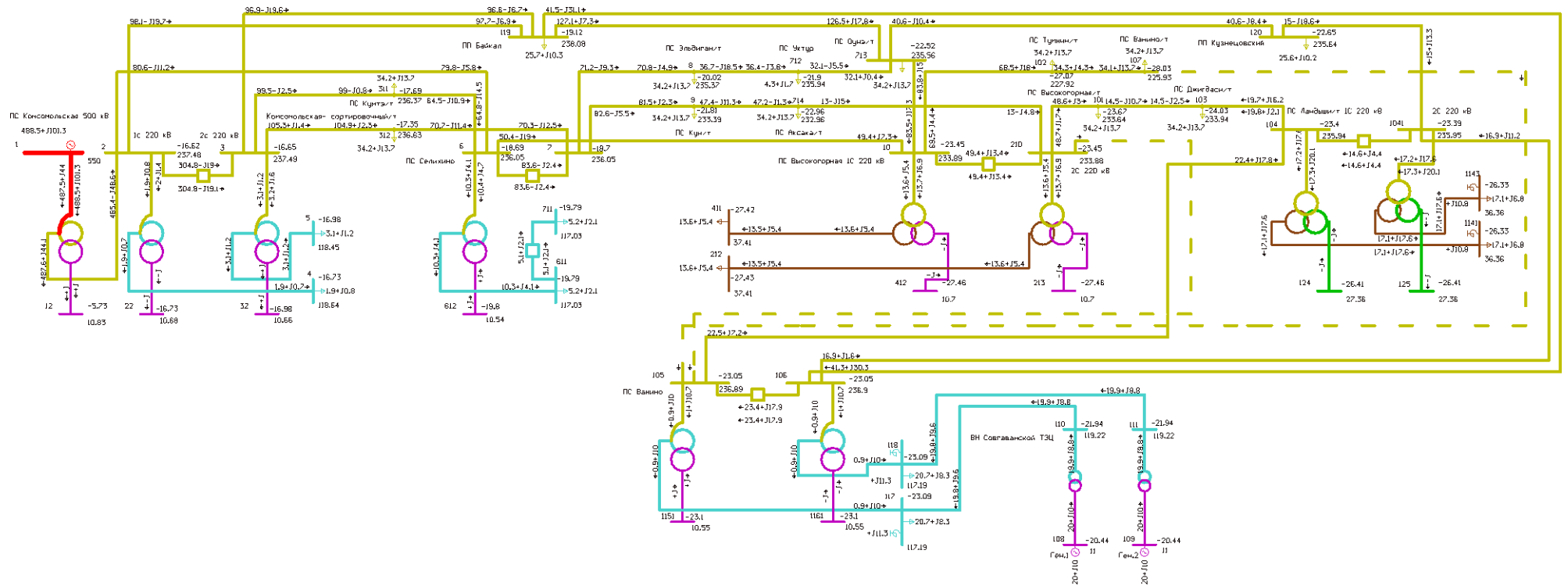


Рисунок 29 - Схема из ПВК RastrWin вариант № 2. Послеаварийный режим после установки КУ с отключением ВЛ 220 кВ:  
Высокогорная – Ванино, Ванино/т – Ванино

## 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ СЕТИ

Для технико-экономического сравнения двух вариантов с использованием разных типов проводов, необходимо рассчитать затраты, необходимые для сооружения проектируемых линий.

Информация об утвержденных тарифах на транспорт электроэнергии для Хабаровского края и тариф покупки потерь электроэнергии взяты на основе Предложения ПАО «ФСК ЕЭС» по корректировке тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС, утвержденных на 2021-2027 гг.

### 5.1 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.

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ» [44].

Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

При определении фактических цен электросетевого строительства необходимо опираться на коэффициенты перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 3 квартала 2022 г. Рекомендуется принимать  $k_{инф} = 730,07\% = 7,301$  [16].

Базовые цены 2000 г. приводятся к ценам 3 квартала 2022 г. с помощью формулы:

$$K_{0ВЛ(2022)} = K_{0ВЛ(2000)} \cdot K_{инф}, \quad (52)$$

где  $K_{0ВЛ(2022)}$  – стоимость 1 км ВЛ в базовых ценах 3 квартала 2022 года;

$K_{0ВЛ(2000)}$  – стоимость 1 км ВЛ в базовых ценах на 1 января 2000 года;

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции.

Удельная стоимость 1 км линии с проводом АС – 300/39  $K_{0ВЛ(2000)}=1590$  тыс. руб/км, соответственно ее стоимость на 3 квартал 2022 г. будет равна 11608,59 тыс. руб/км. Стоимость провода марки АС – 300/39 в среднем равна 509,98 руб/м, а провода марки АСку – 240/56 – 1001,90 руб/м [7].

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

#### 5.1.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП

Базовые показатели стоимости ВЛ 6,10 – 750 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.

Данные по ЛЭП каждого варианта сети приведены в таблице 16

Таблица 16 – Параметры линий

Наименование	Марка провода	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии $K_{ВЛ0}$ , тыс. руб/км
Вариант 1			
ВЛ 220 кВ одноцепная (I цепь)	АС – 300/39	381,35	11608,59
ВЛ 220 кВ одноцепная (II цепь)	АС – 300/39	383,62	11608,59
Вариант 2			
ВЛ 220 кВ одноцепная (I цепь)	АСку – 240/56	381,35	12470,17
ВЛ 220 кВ одноцепная (II цепь)	АСку – 240/56	383,62	12470,17

Для получения полной стоимости ВЛ к базисной стоимости воздушных линий добавляют следующие затраты [35]:

2% - временные здания и сооружения;

11% - проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

2% - содержание Дирекции строительства;

5% - прочие работы и затраты.

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

$$K_{ВЛбаз} = K_{нов} \cdot K_{ВЛО} \cdot l, \quad (53)$$

где  $K_{ВЛО}$  – удельная стоимость сооружения одного километра линии, млн.руб/км;

$l$  - протяженность ВЛ, км;

$K_{нов}$  - повышающий коэффициент для Дальнего Востока, для ВЛ - 1,8, ПС - 1,7;

Таким образом, базисные затраты на сооружение ВЛЭП в рассматриваемом районе проектирования для провода АС-300/39 с учетом коэффициента инфляции и районного коэффициента составили:

Для провода АС-300/39:

$$K_{ВЛбаз} = (1,8 \cdot 11608,50 \cdot (381,35 + 383,62)) = 15,98 \text{ млрд.руб.}$$

$$K_{ВЛполн} = ((2 \cdot (15,98 \cdot 0,02)) + (15,98 \cdot 0,11) + (15,98 \cdot 0,05)) + K_{ВЛбаз} = 19,18$$

млрд.руб

Для провода АСку-240/56:

Рассчитаем капиталовложения в строительство ВЛ без учета провода:

$$K_{ВЛ} = K_{ВЛполн} - (509,98 \cdot 764,97) = 18,79 \text{ млрд.руб.}$$

Так как длина пролета для провода АС – 480 метров, а для провода АСку – 540 метров, соответственно, количество опор для ВЛ рассчитывается по формулам:

$$N_{АС} = l / 480, \quad (54)$$

$$N_{АС} = 1594 \text{ шт.}$$

$$N_{АСку} = l / 540, \quad (55)$$

$$N_{АСку} = 1417 \text{ шт.}$$

Рассчитаем, на какой процент сократится количество опор при использовании провода АСку:

$$100 - \left( \frac{N_{АСку} \cdot 100}{N_{АС}} \right), \quad (56)$$

Таким образом, для провода АСку количество опор меньше на 11,11%

Стоимость сооружения ВЛ с учетом пролета:

$$K_{ВЛ} = K_{ВЛ} - (K_{ВЛ} \cdot 0,1111), \quad (57)$$

$$K_{ВЛ} = 16,71 \text{ млрд.руб.}$$

Капиталовложения в строительство ВЛ с проводом АСку:

$$K_{ВЛполнАСку} = K_{ВЛ} + (1001,90 \cdot l), \quad (58)$$

$$K_{ВЛполнАСку} = 17,48 \text{ млрд. руб.}$$

### 5.1.2 Расчет капиталовложений на сооружение ПС

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

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

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

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_{ТР} + K_{пост}, \quad (59)$$



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

$K_{ТР}$  - капитальные затраты на покупку и монтаж трансформаторов;

$K_{пост}$  - постоянная часть затрат на ПС в зависимости от типа ОРУ и  $U_{ном}$ .

Как оговаривалось ранее, на ПС Ландыши/т планируется установить 2 трансформатора типа ТДТНЖ – 220/35/27,5. Их базовая стоимость на период 2000 г. – 12 млн. рублей. Стоимость силового трансформатора, зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения [51].

Капитальные затраты на РУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 17. Так как стоимость РУ включает в себя установку всего 4 выключателей на стороне 220 кВ, то дополнительно следует установить еще 3 элегазовых выключателя. Стоимость ячейки элегазового выключателя на напряжение 220 кВ для ОРУ – 12,5 млн рублей, для КРУЭ – 24 млн. рублей.

Таблица 17 – Стоимость РУ

Схема РУ	U, кВ	Стоимость, млн. руб.
Вариант 1		
Две рабочие и обходная системы шин (ОРУ)	220	316
Вариант 2		
Две рабочие и обходная системы шин (ОРУ)	220	316

Постоянная часть затрат представлена в таблице 18 [51].

Таблица 18 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	U, кВ	Стоимость, млн. руб.
Вариант 1		
Две рабочие и обходная системы шин (ОРУ)	220	38
Вариант 2		
Две рабочие и обходная системы шин (ОРУ)	220	38

Стоимость устанавливаемых компенсирующих устройств приведена в таблице 19 по текущим ценам [44].

Таблица 19 – Стоимость КУ

Наименование КУ	U, кВ	Стоимость, млн. руб.
СТАТКОМ 20 МВАР	35	219,281
УШР 25 МВАР	110	144,598

Суммарные капитальные вложения приводятся к текущему году с помощью коэффициента инфляции с 2000 года с учётом повышающего коэффициента:

Для варианта 1:

$$K_{nc} = ((12+316+38+(24 \cdot 3)) \cdot 1,7 \cdot 7,301) + 219,281 + 144,598 = 6313 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$K_{nc} = ((12+316+38+(12,5 \cdot 3)) \cdot 1,7 \cdot 7,301) + 219,281 + 144,598 = 6313 \text{ млн.руб.}$$

Капитальные вложения на строительство сети складываются из капитальных вложений в воздушные линии и в ПС

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС}, \quad (60)$$

где  $K_{ВЛ}$  – капитальные вложения на сооружение линий;

$K_{ПС}$  – капитальные вложения на сооружение подстанций.

Для варианта 1:

$$K = 6313 + 19180 = 25,49 \text{ млрд.руб.}$$

Для варианта 2:

$$K = 6313 + 17480 = 23,79 \text{ млрд.руб.}$$

Для удобства вычисления суммарных капиталовложений во всю проектируемую сеть сведем полученные данные капиталовложений ПС и капиталовложений ВЛ в таблицу 20.

Таблица 20 - Сводная таблица капиталовложений в проектируемую сеть

Тип оборудования	Вариант 1, млн.руб.	Вариант 2, млн.руб.
Подстанция	6313	6313
Воздушные линии	19180	17480
Компенсированные устройства	727,682	727,682
ИТОГО	25490	23790

## 5.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги).

Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле [51]:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (61)$$

где  $T_{сл}$  - рассматриваемый срок службы оборудования (принимаем 20 лет для ПС, 30 лет для ВЛ).

Для варианта 1:

$$I_{ам\ пс} = 2549/20 = 315,647 \text{ млн.руб};$$

$$I_{ам\ вл} = 19180/30 = 639,376 \text{ млн.руб};$$

$$I_{ам} = 315,647 + 639,376 = 955,023 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$I_{ам\ пс} = 6313/20 = 315,647 \text{ млн.руб};$$

$$I_{ам\ вл} = 17480/30 = 582,547 \text{ млн.руб};$$

$$I_{ам} = 315,647 + 582,547 = 898,195 \text{ млн.руб.}$$

### **5.3 Расчет эксплуатационных затрат**

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

вания решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

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.

Издержки на эксплуатацию:

$$I_{\text{э.р}} = \alpha_{\text{э.р.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{э.р.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (62)$$

где  $\alpha_{\text{э.р.ВЛ}}$ ,  $\alpha_{\text{э.р.ПС}}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ( $\alpha_{\text{э.р.ВЛ}} = 0,008$ ;  $\alpha_{\text{э.р.ПС}} = 0,049$  [14]).

Для варианта 1:

$$I_{\text{экс пс}} = 6313 \cdot 0,049 = 309,334 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{экс вл}} = 19180 \cdot 0,008 = 153,45 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{экс}} = 309,334 + 153,45 = 462,785 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$I_{\text{экс пс}} = 6313 \cdot 0,049 = 309,334 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{экс вл}} = 17480 \cdot 0,008 = 139,811 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{экс}} = 309,334 + 17480 = 449,146 \text{ млн.руб.}$$

#### 5.4 Расчет затрат на компенсацию потерь

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети на корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях. Все вышеперечисленные данные были рассчитаны при расчёте режимов в ПО «RastrWin».

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0, \quad (63)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии в рассматриваемом варианте сети по результату расчёта режима, кВтч;

$C_0$  – ставка на технологический расход по передаче электроэнергии на 2022 год в соответствии с [28],  $C_0=1,03$  руб./кВтч по одноставочному тарифу по данным [22].

Величина потерь электрической энергии определяется по выражению:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\max}, \quad (64)$$

где  $\Delta P$  – потери мощности в нормальном режиме, МВт;

$T_{\max}$  – время использования максимальных нагрузок (принимается 8760 ч).

Для варианта 1:

$$\Delta W = (25,16 \cdot 10^3) \cdot 8760 = 2,204 \cdot 10^5 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$I_{\Delta W} = ((2,204 \cdot 10^5) \cdot 1,03) \cdot 10^{-6} = 227,014 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$\Delta W = (22,18 \cdot 10^3) \cdot 8760 = 1,943 \cdot 10^5 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$I_{\Delta W} = ((1,943 \cdot 10^5) \cdot 1,03) \cdot 10^{-6} = 200,126 \text{ млн.руб.}$$

### 5.5 Суммарные издержки

Расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение одного года:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{э.р.}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}, \quad (65)$$

где  $I_{\text{э.р.}}$  - расходы на текущий ремонт и эксплуатацию, включая профилактические осмотры и испытания;

$I_{\text{ам}}$  - издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы;

$I_{\Delta W}$  - стоимость потерь электроэнергии.

Результаты расчёта издержек для сравниваемых вариантов приведены в таблице 21.

Таблица 21 - Результаты расчёта издержек

Тип оборудования	Вариант 1, млн.руб.	Вариант 2, млн.руб.
$I_{AM}$	955,023	898,195
$I_{Э.Р.}$	462,785	449,146
$I_{\Delta W}$	227,014	200,126
ИТОГО	1645	1547

### 5.6 Расчёт недоотпуска

Надежность - это свойство системы электроснабжения, обусловленное ее безотказностью долговечностью, ремонтпригодностью и обеспечивающее нормальное выполнение заданных функций системы. Надежность системы электроснабжения зависит от надежности входящих в нее элементов (выключателей, трансформаторов, линий и т.д.). При этом сравниваемые варианты часто различаются по показателям надежности. Сопоставление вариантов технических решений с разной степенью надежности электроснабжения можно осуществить двумя способами:

1) выравнивание надежности за счет дополнительных технических решений в вариантах с меньшей надежностью; достигается резервированием источников питания и повышением пропускной способности электросетей, противоаварийным управлением; указанные мероприятия при этом связаны с дополнительными издержками;

2) учет экономических последствий, обусловленных их надежностью; выбор варианта с меньшей надежностью приводит к дополнительным затратам, которые называются ущербом от ненадежности или недоотпуском.

В качестве показателя надежности используется вероятность отказов элементов сети 220 кВ. Расчет надежности произведем аналитическим методом [39]. Данный метод заключается в определении количественных вероятностных значений надежности, для случая полного погашения участка сети «ПС Комсомольская – ПС Ванино».

Составляется расчетная схема (рисунок 30). В схему замещения (рисунок 31) входят те элементы, которые влияют на надежность системы электроснабжения, к таким элементам относятся: линии, выключатели ВН, шины ВН.

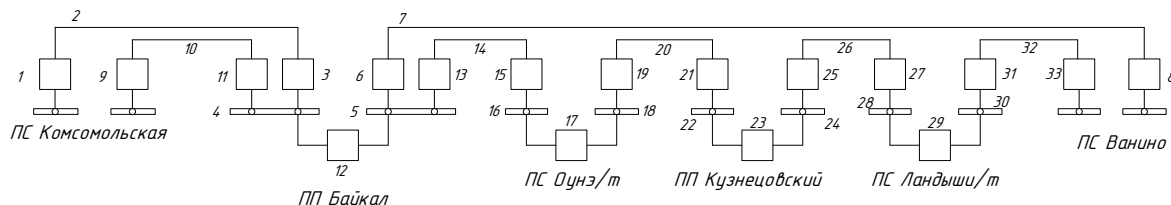


Рисунок 30 - Расчетная схема проектируемой сети



Рисунок 31 – Схема замещения проектируемой сети

Схема замещения представляет собой цепочку последовательно-параллельно соединенных элементов, так как питание участка сети происходит со стороны шин источников питания – ПС Комсомольская и ПС Ванино.

Справочные данные по элементам сети показаны в таблице 22 [36]. Подробный расчет показателей надежности приведен в Приложении Г.

Таблица 22 – Параметры надежности элементов схемы

Элемент схемы	$\lambda$ , 1/год	$t_B$ , ч	q
Выключатели 220 кВ, (элегазовые)	0,02	55	0,0001109
I цепь			
ВЛ1 220 кВ (одноцепная L=80,75 км)	0,0034	14,3	0,0004482
ВЛ2 220 кВ (одноцепная L=85,95 км)	0,0034	14,3	0,000477
ВЛ3 220 кВ (одноцепная L=9,89 км)	0,0034	14,3	0,0000549
ВЛ4 220 кВ (одноцепная L=153,76 км)	0,0034	14,3	0,000853
ВЛ5 220 кВ (одноцепная L=51 км)	0,0034	14,3	0,0002831
Шины 220 кВ	0,013	5	0,000487
II цепь			
ВЛ6 220 кВ (одноцепная L=80,75 км)	0,0034	14,3	0,0004482
ВЛ7 220 кВ (одноцепная L=302,9 км)	0,0034	14,3	0,001681

Расчет производится по следующей методике:

1. Определяются вероятности отказа каждого элемента схемы замещения, на примере выключателя 220 кВ:

$$q = \frac{\lambda \cdot t_B}{8760}, \quad (66)$$

$$q = \frac{0,02 \cdot 55}{8760} = 0,0001109$$

2. Рассчитывается вероятность отказа схемы в целом. Схема замещения для каждого варианта эквивалентруется в смысле надёжности:

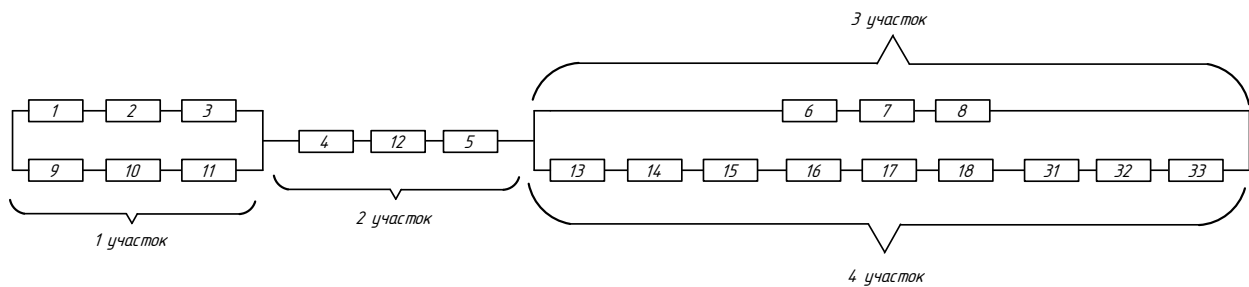


Рисунок 32 – Участки рассчитываемой сети

$$q_1 = (2 \cdot q_{\text{ВЫК}} + q_{\text{ВЛ1}}) \cdot (2 \cdot q_{\text{ВЫК}} + q_{\text{ВЛ6}}); \quad (67)$$

$$q_1 = 4,489 \cdot 10^{-7};$$

$$q_2 = (3 \cdot q_{\text{ВЫК}}); \quad (68)$$

$$q_2 = 3,327 \cdot 10^{-4};$$

$$q_3 = (2 \cdot q_{\text{ВЫК}} + q_{\text{ВЛ7}}); \quad (69)$$



$$q_3 = 1,903 \cdot 10^{-3};$$

$$q_4 = (5 \cdot q_{\text{ВЫК}} + q_{\text{ВЛ2}}) + (5 \cdot q_{\text{ВЫК}} + q_{\text{ВЛ3}}) + (5 \cdot q_{\text{ВЫК}} + q_{\text{ВЛ4}}) + (5 \cdot q_{\text{ВЫК}} + q_{\text{ВЛ5}}); \quad (70)$$

$$q_4 = 3,886 \cdot 10^{-3};$$

$$q_5 = q_3 + q_4; \quad (71)$$

$$q_5 = 7,396 \cdot 10^{-6};$$

$$q_{\text{СЕТИ}} = q_1 + q_2 + q_5; \quad (72)$$

$$q_{\text{СЕТИ}} = 3,405 \cdot 10^{-6}.$$

Ущерб от недоотпуска:

$$Y_{\text{нед}} = P_{\text{сети}} \cdot q_{\text{СЕТИ}} \cdot T_{\text{нед}}, \quad (73)$$

где  $T_{\text{нед}}$  – тариф на услуги по передаче электроэнергии по сетям ЕНЭС, принимается прогнозная величина на 1 полугодие 2022 года – 203,258 тыс.руб/МВт в месяц [41];

$P_{\text{сети}}$  – нагрузка сети, 133 МВт.

$Y_{\text{нед}} = 110,472$  млн.руб.

### 5.7 Приведённые затраты

Приведённые затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I + Y, \quad (74)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком РФ ( $E = 0,17$ ) [19];

$K$  – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети, млн. руб;

$I$  – издержки, млн. руб.;

$У$  – ущерб от недоотпуска, млн. руб.

Для варианта 1:

$$З=0,127 \cdot 27080 + 1710 + 110,472 = 6089 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$З=0,17 \cdot 23790 + 1509 + 110,472 = 4523 \text{ млн.руб.}$$

Значения приведённых затрат для выбранных вариантов приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Приведённые затраты

Вариант	К, млн.руб.	И, млн.руб.	У, млн.руб.	З, млн.руб.
1	25490	1645	110,472	6089
2	23790	1547	110,472	4523

По минимуму приведенных затрат выбран вариант №2. Вариант №1 дороже на 27,72%.

### 5.8 Чистый доход за расчётный период

Выручка от реализации проекта (эффект), которая в свою очередь зависит от дополнительных объемов продаж электроэнергии потребителю в год и определяется по формуле для варианта 2:

$$Q_{pt} = P_{ГЕН} \cdot T; \tag{75}$$

$$Q_{pt} = 530 \cdot 16,94 = 8978,2 \text{ тыс. руб.}$$

где  $T$  – двухставочный тариф на транспорт электроэнергии по сетям ЕНЭС, принимается 1/12 годовой величины для расчёта динамического срока окупаемости,  $203,258/12=16,94$  тыс.руб./МВт [28];

$$ЧД = \sum_M \Phi_M, \tag{76}$$

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

$m$  - шаг расчётного периода, лет.

Расчётный период эксплуатации проекта ведётся с нулевого года, т.е. 0,1,2,3,... $n$ .

Для первого года реализации проекта при условии разделения капиталовложений на 3 года равными частями (по  $23790/3=7930$  млн.руб.) величина результирующих затрат  $\Phi_m$  составит для варианта 2:

$$\Phi_m = \Delta t - (Kt + It), \quad (77)$$

$$\Phi_m = 0 - 7080 = -7080 \text{ млн.руб.}$$

Рассчитаем чистый дисконтированный доход.

Чистый дисконтированный доход определяется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_m \Phi_m (1 + E_{\text{н.п.}})^{T_0 - \tau}, \quad (78)$$

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

$\tau$  – текущий год строительства и эксплуатации.

$E_{\text{нп}}$  - ставка дисконтирования, % (определяется исходя из данных Центрального Банка Российской Федерации, 17%, [19]);

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

Для первого года реализации проекта для варианта 2:

$$\text{ЧДД} = 7930 \cdot (1 + 0,17)^{0-1}, \text{ млн. руб.}$$

### 5.9 Дисконтированный срок окупаемости

Расчет дисконтированного срока произведен в программе Microsoft Excel (Приложение В). Там же построен график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

При оценке эффективности срок окупаемости, как правило, выступает только в качестве ограничения. В отсутствие рекомендаций государственных регулирующих органов срок окупаемости капитальных вложений в электрические сети можно принимать равным восьми годам после начала эксплуатации.

На рисунке 34 покажем график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости проекта.

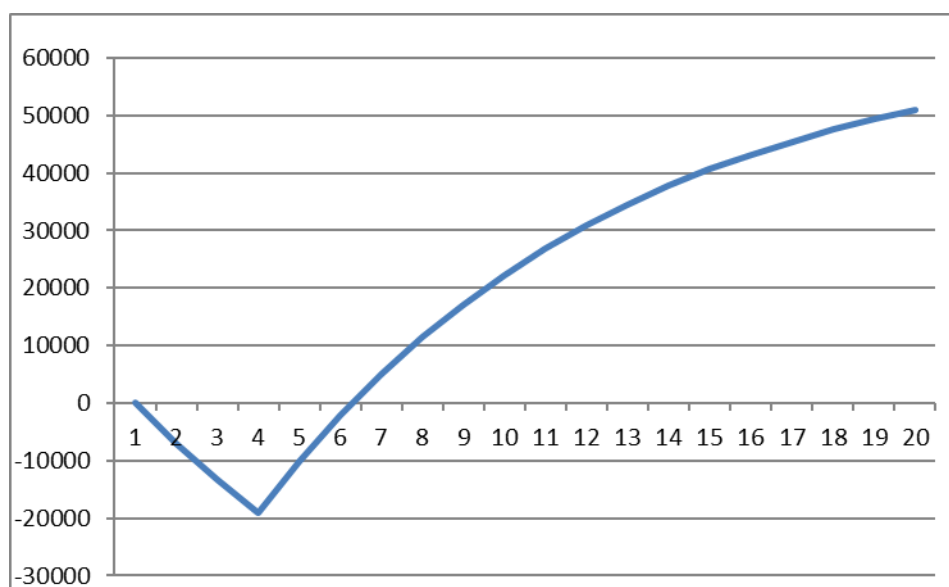


Рисунок 34 – Дисконтированный срок окупаемости для выбранного варианта

Согласно рисунку 34, дисконтированный срок окупаемости составляет 6 лет.

На основании проведенных расчетов можно сделать вывод о том, что второй вариант проектируемой сети является наиболее экономически эффективным и привлекательным.

## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

### 6.1 Расчет индуктивных сопротивлений для расчета тока трехфазного КЗ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрического оборудования [34].

Основные допущения, используемые при расчетах токов КЗ:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

Сопротивление системы рассчитывается по выражению:

$$x_{Ci} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3i}}; \quad (79)$$

где  $I_{K3i}$  - трехфазный ток КЗ.

$$X_{ССовзГЭЦГен} = 0,449 \text{ Ом};$$

$$X_{ССовзГЭЦ2Ген} = 0,449 \text{ Ом};$$

$$X_{СКомсомольская} = 42,542 \text{ Ом}$$

Сопротивления системы нулевой последовательности находятся аналогичным образом.

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_{л} = x_{0} \cdot l, \quad (80)$$

где  $x_0$  - удельное индуктивное сопротивление линии;

$l$  - длина ВЛ.

Среднее значение отношения  $X_0/X_1$  для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, следовательно, сопротивление линии для нахождения однофазного тока необходимо умножить на 3. Для двухцепных ВЛ сопротивление линии для нахождения однофазного тока необходимо умножить на 4,7.

$$x_{н.н} = 3 \cdot x_0 \cdot l, \quad (81)$$

Расчет ТКЗ произведен в ПВК RastrWin3.

## 6.2 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3.

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – у. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы) [4].

Таблица 24 - Узлы/Несим/ИД

Тип0	Номер	Название	Uном	Вш
зак	1	ПС Комсомольская 500 кВ	500	0
зак	11	-	500	0
зак	12	-	10	0
зак	2	1с 220 кВ	220	0

Тип0	Номер	Название	Уном	Вш
зак	21	-	220	0
зак	22	-	10	0
зак	4	-	110	0
зак	5	-	110	0
зак	3	2с 220 кВ	220	0
зак	31	-	220	0
зак	32	-	10	0
зак	311	ПС Кумтэ/т	220	0
зак	312	Комсомольская- сортировоч- ный/т	220	0
зак	6	ПС Селихино	220	0
зак	7	-	220	0
зак	61	-	220	0
зак	612	-	10	0
зак	611	-	110	0
зак	711	-	110	0
зак	8	ПС Эльдиган/т	220	0
зак	9	ПС Кун/т	220	0
зак	712	ПС Уктур	220	0
зак	713	ПС Оунэ/т	220	0
зак	714	ПС Аксака/т	220	0
зак	10	ПС Высокогорная 1С 220 кВ	220	0
зак	102	ПС Тумнин/т	220	0
зак	101	ПС Высокогорная/т	220	0
зак	103	ПС Джигдаси/т	220	0
зак	104	ПС Ландыши/т 1С 220 кВ	220	0
зак	107	ПС Ванино/т	220	0
зак	105	ПС Ванино	220	0
зак	106	-	220	0
зак	115	-	220	0
зак	116	-	220	0
зак	1151	-	10	0
зак	1161	-	10	0
зак	117	-	110	1652
зак	118	-	110	1652
зак	110	ВН Совгаванской ТЭЦ	110	0
зак	111	-	110	0
зак	108	Ген.1	10	0
зак	109	Ген.2	10	0
зак	119	ПП Байкал	220	0
зак	120	ПП Кузнецовский	220	0
зак	1041	2С 220 кВ	220	0
зак	114	-	220	0

Тип0	Номер	Название	Уном	Вш
зак	1142	--	220	0
зак	1141		35	16326
зак	124	-	27,5	0
зак	1143	-	35	16326
зак	125	-	27,5	0
зак	210	2С 220 кВ	220	0
зак	310	-	220	0
зак	211	-	220	0
зак	212	-	35	8163
зак	411	-	35	8163
зак	412	-	10	0
зак	213	-	10	0

Таблица 25 – Ветви/Несим/ИД

Тип	tip0	Номер начала ветви	Номер конца ветви	Название	R	X	G	B	Коэф. трансформации
Тр-р	Тр-р	1	11	ПС Комсомольская 500 кВ -	0,66	61,1	1,51	24,16	1
Тр-р	Тр-р	11	12	-	2,7	0	0	0	0,02
Тр-р	Тр-р	11	2	- 1с 220 кВ	2,7	113,5	0	0	0,44
Тр-р	Тр-р	2	21	1с 220 кВ -	0,55	59,2	1,23	11,81	1
Тр-р	Тр-р	21	4	-	0,48	0	0	0	0,5
Тр-р	Тр-р	21	22	-	3,2	131	0	0	0,045
Выкл	Выкл	2	3	1с 220 кВ - 2с 220 кВ	0	0	0	0	0
Тр-р	Тр-р	3	31	2с 220 кВ -	1,4	104	0,85	5,95	1
Тр-р	Тр-р	31	5	-	1,4	0	0	0	0,5
Тр-р	Тр-р	31	32	-	2,8	195,6	0	0	0,045
ЛЭП	ЛЭП	3	311	2с 220 кВ - ПС Кумтэ/Т	2,831	10,119	0	-60,84	0
ЛЭП	ЛЭП	311	6	ПС Кумтэ/Т - ПС Селихино	3,981	14,131	0	-85,54	0
ЛЭП	ЛЭП	3	312	2с 220 кВ - Комсомольская- сортировочный/Т	1,82	6,525	0	-39	0



Продолжение таблицы 25

Тип	tip0	Номер начала ветви	Но- мер конца ветви	Название	R	X	G	B	Коэф. транс- форма- ции
ЛЭП	ЛЭП	312	7	Комсомоль- ская- сорти- ровочный/т -	4,961	17,683	0	-10,66	0
ЛЭП	ЛЭП	2	6	1с 220 кВ - ПС Сели- хино	6,812	24,490	0	-146,4	0
ЛЭП	ЛЭП	7	8	- ПС Эльди- ган/т	4,018	17,589	0	-108,2	0
ЛЭП	ЛЭП	8	712	ПС Эльди- ган/т - ПС Уктур	10,672	46,718	0	-287,5	0
ЛЭП	ЛЭП	712	713	ПС Уктур - ПС Оунэ/т	4,214	18,447	0	-113,5	0
ЛЭП	ЛЭП	713	10	ПС Оунэ/т - ПС Высоко- горная 1С 220 кВ	2,543	11,132	0	-68,51	0
ЛЭП	ЛЭП	7	9	- ПС Кун/т	8,306	36,3576	0	-223,7	0
ЛЭП	ЛЭП	9	714	ПС Кун/т - ПС Аксака/т	5,081	22,2436	0	-200,9	0
ЛЭП	ЛЭП	714	210	ПС Аксака/т - 2С 220 кВ	7,041	30,8236	0	-189,7	0
ЛЭП	ЛЭП	6	10	ПС Сели- хино - ПС Высокогор- ная 1С 220 кВ	20,433	89,4463	0	-550,4	0
ЛЭП	ЛЭП	10	102	ПС Высоко- горная 1С 220 кВ - ПС Тумнин/т	11,593	50,7506	0	-342,3	0
ЛЭП	ЛЭП	102	107	ПС Тум- нин/т - ПС Ванино/т	6,13	26,834	0	-195,1	0
ЛЭП	ЛЭП	107	105	ПС Ванино/т - ПС Ванино	0,98	4,29	0	-26,4	0
ЛЭП	ЛЭП	210	101	2С 220 кВ - ПС Высоко- горная/т	0,98	4,29	0	-26,4	0
ЛЭП	ЛЭП	101	103	ПС Высоко- горная/т - ПС Джи- гдаси/т	4,858	21,2656	0	-150,9	0

Тип	tip0	Номер начал а ветви	Но- мер конца ветви	Название	R	X	G	B	Коэф. транс- форма- ции
ЛЭП	ЛЭП	103	104	ПС Джи- гдаси/т - ПС Ландыши/т 1С 220 кВ	7,865	34,4273	0	-261,9	0
ЛЭП	ЛЭП	1041	106	2С 220 кВ -	4,998	21,879	0	-174,6	0
ЛЭП	ЛЭП	210	105	2С 220 кВ - ПС Ванино	18,698	81,8533	0	- 503,74	0
ЛЭП	ЛЭП	2	119	1с 220 кВ - ПП Байкал	7,913	34,6416	0	-253,2	0
ЛЭП	ЛЭП	119	713	ПП Байкал - ПС Оунэ/т	8,423	36,8726	0	-226,9	0
ЛЭП	ЛЭП	713	120	ПС Оунэ/т - ПП Кузне- цовский	0,969	4,24266	0	-26,11	0
ЛЭП	ЛЭП	120	1041	ПП Кузне- цовский - 2С 220 кВ	15,068	65,963	0	-405,9	0
ЛЭП	ЛЭП	104	105	ПС Лан- дыши/т 1С 220 кВ - ПС Ванино	4,998	21,879	0	-190,6	0
ЛЭП	ЛЭП	3	119	2с 220 кВ - ПП Байкал	7,913	34,6416	0	-250,2	0
ЛЭП	ЛЭП	119	106	ПП Байкал -	26,684	129,944	0	-799,7	0
Тр-р	Тр-р	105	115	ПС Ванино -	0,55	59,2	1,23	11,81	1
Тр-р	Тр-р	115	1151	-	3,2	131	0	0	0,045
Тр-р	Тр-р	115	117	-	0,48	0	0	0	0,5
Тр-р	Тр-р	106	116	-	0,55	59,2	1,23	11,81	1
Тр-р	Тр-р	116	1161	-	3,2	131	0	0	0,045
Тр-р	Тр-р	116	118	-	0,48	0	0	0	0,5
ЛЭП	ЛЭП	117	110	- ВН Совга- ванской ТЭЦ	4,527	16,2733	0	-97,27	0
ЛЭП	ЛЭП	118	111	-	4,527	16,2733	0	-97,27	0
Тр-р	Тр-р	110	108	ВН Совга- ванской ТЭЦ - Ген.1	0,71	19,2	4,78	32,7	0,091
Тр-р	Тр-р	111	109	- Ген.2	0,71	19,2	4,78	32,7	0,091
Выкл	Выкл	6	7	ПС Сели- хино -	0	0	0	0	0
Тр-р	Тр-р	6	61	ПС Сели- хино -	1,4	104	0,85	5,95	1
Тр-р	Тр-р	61	611	-	1,4	0	0	0	0,5
Тр-р	Тр-р	61	612	-	2,8	195,6	0	0	0,045

## Продолжение таблицы 25

Тип	tip0	Номер начала ветви	Номер конца ветви	Название	R	X	G	B	Коэф. трансформации
Выкл	Выкл	611	711	-	0	0	0	0	0
Тр-р	Тр-р	104	114	ПС Ландыши/т 1С 220 кВ -	3,9	165	1,25	8,32	1
Тр-р	Тр-р	114	1141	-	3,9	0	0	0	0,04909
Тр-р	Тр-р	114	124	-	3,9	195,6	0	0	0,16625
Тр-р	Тр-р	1041	1142	2С 220 кВ -	3,9	165	1,25	8,32	1
Продолжение таблицы	Тр-р	1142	1143	-	3,9	0	0	0	0,04909
Тр-р	Тр-р	1142	125	-	3,9	195,6	0	0	0,16625
Тр-р	Тр-р	10	310	ПС Высокогорная 1С 220 кВ -	5,7	275	0,95	5,67	1
Тр-р	Тр-р	310	411	-	5,7	0	0	0	0,13812
Тр-р	Тр-р	310	412	-	5,7	148	0	0	0,05045
Тр-р	Тр-р	210	211	2С 220 кВ -	5,7	275	0,95	5,67	1
Тр-р	Тр-р	211	212	-	5,7	0	0	0	0,13812
Тр-р	Тр-р	211	213	-	5,7	148	0	0	0,175
Выкл	Выкл	104	1041	ПС Ландыши/т 1С 220 кВ - 2С 220 кВ	0	0	0	0	0
Выкл	Выкл	10	210	ПС Высокогорная 1С 220 кВ - 2С 220 кВ	0	0	0	0	0
Выкл	Выкл	105	106	ПС Ванино -	0	0	0	0	0

Таблица 26 - Генератор/Несим/ИД

N узла	Название	x	X0	E
1	ПС Комсомольская шины 500 кВ	45,452	45,452	500
108	СовГавТЭЦ 1Ген.	0,449	0,449	110
109	СовГавТЭЦ 2Ген.	0,449	0,449	110

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{\Pi O}^{(3)} \quad (82)$$

где  $I_{\Pi O}^{(3)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\delta}$  – ударный коэффициент для шин 220 кВ равен 1,717, для 27,5 и 35 кВ равен 1,608 [34].

Значения токов КЗ на шинах ПС Ландыши-тяга приведены в таблице 27

Таблица 27 – Значения токов КЗ на шинах ПС Ландыши/т

Точка КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Двухфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	Ударный ток при трехфазном КЗ, кА
ВН	7,603	6,462	6,845	18,642
СН	17,744	15,084	14,904	40,15
НН	18,168	15,443	16,261	41,109

### 6.3 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН

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

Выбор сечения шин производится по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (83)$$

На ОРУ 220 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами марки АС-240/24. Выполним проверку по допустимому току:

$$364 \leq 605 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \leq q, \quad (84)$$

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

$$B_{\kappa} = I_{n0}^2 (t_{PЗ} + t_{откл} + T_a), \quad (85)$$

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

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

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{40,984}}{90} = 71 \text{ мм}^2,$$

$$71 \leq 240 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при  $I_{n0}^{(3)} \geq 20$  кА. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 7,603 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится [26].

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений [46].

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (86)$$

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

$r_0$  – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (87)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

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

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз напряженность на среднем проводе примерно на 7 % больше величин, определяемых по формуле (87).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (88)$$

Итак, для провода марки АС-240 критическая напряженность электрического поля будет равна:

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

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

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

Проверим согласно условию (88):

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

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

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

Выбранное сечение АС-240/24 соответствует всем требованиям и выбранный провод может быть применен в качестве ошиновки в ОРУ 220 кВ.

Необходимо выбрать опорные и подвесные изоляторы для РУ ВН ПС Лопча, Хани и Чара.

В распределительных устройствах токоведущие части соединяют с несущими конструкциями при помощи опорных, проходных и подвесных изоляторов.

Шины ОРУ 220 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (89)$$

где  $\lambda_3$  – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ [16];

$U$  – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

$K$  – коэффициент эффективности [16].

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (90)$$

где  $L_{II}$  – длина пути утечки одного изолятора.

Для ОРУ 220 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (83) следует прибавить еще 2 изолятора.

Произведем выбор подвесных изоляторов для системы шин на ОРУ 220 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,2 = 680,4 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки  $320 \pm 14$  мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{680,4}{32} + 2 = 23,3.$$

Округляя до целого получим 24 изоляторов в гирлянде на ОРУ 220 кВ.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 220 кВ, а также ошиновки трансформатора 35 и 27,5 кВ используются опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки;
- по месту установки;
- по допускаемой механической нагрузке, Н:

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \quad (91)$$

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор;

$F_{дон}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (92)$$

где  $F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

Согласно [56] расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (93)$$



где  $a$  – расстояние между фазами (для 220 кВ – 4 метра [53]);

$l$  – длина пролета между изоляторами

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 220 кВ выбираем ОСК-8-220-А-4 УХЛ1 [65], что расшифровывается как – изолятор опорный стержневой защитная оболочка кремнийорганическая. Высоковольтные полимерные изоляторы ОСК-8-220-А-4 УХЛ1 выпускаются серийно на основе композиционных материалов: высокопрочного стеклопластикового стержня диаметром 120 мм, защитной оболочки из кремнийорганической резины обладающей повышенной гидрофобностью и трекингоустойчивостью. Изоляторы обладают повышенной сейсмостойкостью и устойчивостью к актам вандализма. Длина пути утечки – 5700 мм.

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н.}$$

Наибольший ударный ток на ПС 220 кВ Ландыши-тяга, составляет 18,642 кА.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{18642^2}{4} \cdot 23 \cdot 10^{-7} = 346,109 \text{ Н.}$$

Проверка по условию:

$$346,109 \leq 4800 \text{ Н.}$$

Данный изолятор обладает высоким запасом прочности и может быть принят к установке в ОРУ 220 кВ.

#### **6.4 Выбор и проверка выключателей**

Выключатели высокого напряжения могут быть выбраны элегазовые (от 6 до 750 кВ) и вакуумные (до 35 кВ) [35].

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

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

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (94)$$

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

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

$220 \leq 220$  кВ – условие выполняется;

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}, \quad (95)$$

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

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

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

Также необходимо выполнить проверку по отключающему току по следующему условию:

$$I_{по} \leq I_{откл.ном}, \quad (96)$$

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

Проверку по току включения проводят по следующему условию:

$$I_{по} \leq I_{вкл.ном}, \quad (97)$$

$18,642 \leq 40$  кА – условие выполняется.

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

$$i_{np.скв} \geq i_{уд}, \quad (98)$$

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

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

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_{\kappa} = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (99)$$

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

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

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

$$t_{откл} = t_{ср.з} + \Delta t + t_{с.в.}, \quad (100)$$

где  $\Delta t$  – выдержка времени для селективного срабатывания микропроцессорной релейной защиты, равная 0,5 с;

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

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

$$B_{\kappa} = 7,603^2 (0,1 + 0,5 + 0,055 + 0,054) = 40,984 \kappa A^2 \cdot c$$

$$B_{\kappa.ном} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.}, \quad (101)$$

$$B_{\kappa.ном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \kappa A^2 \cdot c,$$

$$B_{\kappa.ном} \geq B_{\kappa}, \quad (102)$$

$4800 \geq 40,984 \kappa A^2 \cdot c$  – условие выполняется.

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (103)$$

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

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

Апериодическая составляющая к моменту отключения равна:

$$i_{a.\tau} = i_{a.0} \cdot e^{\left(\frac{-\tau}{T_a}\right)}, \quad (104)$$

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

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.\text{ном}}, \quad (105)$$

$0,86 \leq 25,456 \text{ кА}$  – условие выполняется.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 28.

Таблица 28 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВГТ-УЭТМ-220 [52]

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 482 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 18,642 \text{ кА}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 38,929 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}}$	$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 7,603 \text{ кА}$
$I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{н0}}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 7,41 \text{ кА}$
$i_{a.\text{ном}} \geq i_{a\tau}$	$i_{a.\text{ном}} = 25,456 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 0,86 \text{ кА}$

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

Проверку по термической и динамической устойчивости проводят аналогично по формулам (94-105). Максимальный ток проходит через вводные выключатели. При определении максимального рабочего тока необходимо учитывать коэффициент длительно допустимой перегрузки трансформатора равный 1.2 согласно [29]. Максимальный ток по формуле (92). Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВГБЭ-35-12,5/1600 У1 [10]

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 1071 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 40,15 \text{ кА}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 829,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}}$	$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 17,744 \text{ кА}$
$I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{н0}}$	$I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 17,744 \text{ кА}$
$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$	$i_{\text{а.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 16,94 \text{ кА}$

Для нижнего напряжения – 27,5 кВ выбираем такой же выключатель: Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 30.

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВГБЭ-35-31,5/1600

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 27,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 1287 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 41,109 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 935,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}}$	$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 18,168 \text{ кА}$
$I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{н0}}$	$I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 18,168 \text{ кА}$
$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$	$i_{\text{а.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 17,86 \text{ кА}$

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

### 6.5 Выбор и проверка разъединителей

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

Проверку по термической и динамической устойчивости проводят аналогично, как и для выключателей по формулам (94-105).

Для ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Ландыши-тяга выбираем разъединители горизонтально-поворотного типа РГ-220/1000-40. Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГ-220/1000-40 представлено в таблице 31.

Таблица 31– Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГ-220/1000-40 [33]

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 4000$ А	$I_{раб.мах} = 482$ А
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 100$ кА	$i_{уд} = 18,642$ кА
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2977$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_{к} = 38,929$ кА <sup>2</sup> ·с
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 992$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_{к} = 38,929$ кА <sup>2</sup> ·с

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

### 6.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_{2ном} \geq Z_2, \quad (106)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (107)$$

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

$I_2$  – вторичный ток ТТ, равный 5 А.

Индуктивное сопротивление токовых цепей на много меньше активного, поэтому

$$Z_2 \approx R_2, \quad (108)$$

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

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{к}, \quad (109)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, нужно знать типы измерительных приборов и их количества, подключаемых во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Минимальные сечения должны быть: для меди 2,5 мм<sup>2</sup>, 4 мм<sup>2</sup> для алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм<sup>2</sup> [45]. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что  $Z_{пр} = R_{пр}$ . Состав вторичной нагрузки ТТ ВН приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020-5	4	4	4
Ваттметр	СР3021	5	5	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
ИТОГО		14	14	14

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие (108). На стороне ВН применим трансформаторы тока типа ТВГ-УЭТМ-220,



встроенные в выключатели ВЭБ-УЭТМ-220. Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле (107):

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

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - \Sigma R_{приб} - R_{к}, \quad (110)$$

где  $R_{пр}$  – сопротивление проводов;

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

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

$$\Sigma R_{приб} = \frac{\Sigma S_{приб}}{I_2^2}, \quad (111)$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma R_{приб} = 14:25=0,56 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_{к} = 0,05 \text{ Ом}$  [56].

$$R_{пр} = 1,155 - 0,56 - 0,05 = 0,545 \text{ Ом}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{пр}}, \quad (112)$$

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

$\rho = 0,0172$  – удельное сопротивление материала (медь).

$$q = (0,0172 \cdot 150) : 0,545 = 3,156,$$

Принимаем медный кабель с сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 33.

Таблица 33– Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_{ном}$ , кВ	$l$ , м
220	100-150
35	48

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 34.

Таблица 34 – Сравнение каталожных и расчетных данных проверяемых ТТ

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 482 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 1,155 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,84 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,642 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{\kappa}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 38.545 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

На стороне СН выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35-21Э-IV [53]. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока на стороне СН приведен в таблице 35.

Выбор выносных трансформаторов тока не осуществляем, так как нет требуемой необходимости. Для стороны НН – 27,5 кВ, где также установлен выключатель ВГБЭ-35-31,5/1600, проверка трансформаторов тока аналогична.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

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

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично проверке трансформатора тока на стороне ВН по формулам (106-112).

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 36.

Таблица 36 – Сравнение каталожных и расчетных данных проверяемых ТТ

Вводной выключатель		
Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1287 \text{ А}$
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_2 = 0,42 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,42 \text{ Ом}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 145 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40,15 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 615,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

### 6.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

При выборе трансформаторов напряжения должно соблюдаться условие:

$$S_{2\text{расч}} \leq S_{2\text{ном}}, \quad (113)$$

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

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

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

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

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

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

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

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения – ЗНОГ-220-УХЛ1 [12].

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 38.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

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

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

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

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 39.

Таблица 39 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

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

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

На сторону СН выбираем трансформатор напряжения, применяемый для открытых распределительных устройств – ЗНОЛ-СВЭЛ-35Ш [55].

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 40.

Таблица 40 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

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

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

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

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

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

Таблица 41 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{2\text{ном}} = 100 \text{ ВА}$	$S_{2\text{расч}} = 34 \text{ ВА}$	$S_{2\text{расч}} \leq S_{2\text{ном}}$

В данной главе был проведен выбор силового оборудования для проектируемой ПС Ландыши-тяга. Выбранное оборудование удовлетворяет условиям.

## 6.8 Выбор и проверка ОПН для РУ ВН

Ограничитель перенапряжений нелинейный является одним из основных элементов системы защиты от перенапряжений, обеспечивающий защиту электрооборудования РУ подстанций и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Выбор ОПН производится в два этапа:

- 1) предварительный выбор;
- 2) после изучения влияющих факторов, окончательный выбор.

Предварительно для ОРУ 220 кВ выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-220/146/10/550 УХЛ1 (П – в полимерной крышке), произведенным ЗАО «Завод энергозащитных устройств» [59].

Основные характеристики ОПН-П-220 УХЛ1 приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Основные характеристики ОПН-П-220 УХЛ1

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	146
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$ , кВ	374
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$ , кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	850
Полная энергоемкость $W_c$ , кДж	624
Длина пути утечки внешней изоляции, см	630

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.д.р.} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}}, \quad (114)$$

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

$$U_{НР} = \frac{252 \cdot (1,02 \div 1,05)}{\sqrt{3}} = 152,8 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.р.}}{K_B}, \quad (115)$$

где  $K_B$  – коэффициент зависимости от времени  $\tau$ , равный 1,3 (56).

$$U \leq \frac{146}{1,3},$$

$$U \leq \frac{146}{1,3} = 112,3 \leq 152,8$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_K \leq I_{разр}, \quad (116)$$

где  $I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}; \quad (117)$

$U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ОПН;

$Z_B$  – волновое сопротивление провода относительно земли.

$$I_K = \frac{374 - 232}{506} = 0,15 \text{ кА},$$

$$0,15 \leq 10 \text{ кА} .$$

ОПН прошел предварительную проверку.

Далее осуществляется окончательный выбор, чтобы убедиться в надежности выбранных ОПН.

Окончательный выбор ОПН производится с учетом требований ПУЭ, ПТЭ, руководящих указаний по защите от перенапряжений, а также неэлектрических воздействий. К последним весьма условно можно отнести:

- взрывобезопасность, длину пути утечки внешней изоляции ОПН, механические воздействия, климатическое исполнение и категорию размещения, температуру окружающей среды, а также вибрации, допустимый уровень частичных разрядов.



Для сетей до 220 кВ наиболее опасными являются грозовые перенапряжения, поэтому проверку характеристик по квазистационарным перенапряжениям проводит не обязательно.

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить емкость ОПН:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \geq W_c, \quad (118)$$

где  $W_{уд}$  - удельная поглощаемая энергией одного импульса, равна 2,8 кДж/кВ.

$$2,8 \cdot 146 = 408,8 \text{ кДж},$$

$$408,8 \text{ кДж} < 624 \text{ кДж}.$$

2) Ток короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН.

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.}, \quad (119)$$

$$7,603 \leq 40 \text{ кА}$$

Таким образом, в результате окончательной проверки, выбранные ОПН соответствуют предъявленным условиям.

В данной главе был проведен выбор и проверка основного оборудования ПС «Ландыши-тяга» для РУ 220 и 35 кВ, а именно гибкой ошиновки, выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, опорных изоляторов, ограничителей перенапряжения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации были рассмотрены вопросы передачи и транспорта электроэнергии в условиях роста нагрузок в Комсомольском и Ванинском энергорайонах Хабаровского края – в основном тяговых подстанций, а также варианты разрешения этих вопросов.

Проведен подробный структурный и схемно-режимный анализ района проектирования. По результатам которых были выявлены проблемы района проектирования, основные из которых следующие: большая плотность тяговых подстанций, большая протяженность ВЛЭП, из чего вытекает проблема компенсации реактивной мощности, недостаточное количество ВЛЭП для передачи требуемой мощности.

В ПВК RastrWin были рассчитаны различные режимы электрической сети и предложены мероприятия по компенсации реактивной мощности. Разработан вариант оптимального транзита мощности через рассматриваемый район. Проведен механический расчет двух цепей ВЛЭП 220 кВ ПС Комсомольская – ПС Ванино. На основании технико-экономического сравнения вариантов, был выбран оптимальный. Его срок окупаемости составил 6 лет.

Было выполнено проектирование ПС Ландыши-тяга, произведен выбор распределительного устройства высокого напряжения, выбор первичного оборудования.

Таким образом, в магистерской диссертации были рассмотрены возможные варианты развития электрических сетей 220 кВ Комсомольского и Ванинского энергорайонов Хабаровского Края с применением инновационных технологий и на основании проведенного технико-экономического анализа выбран наиболее приемлемый вариант.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Хабаровский край [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A5> (дата обращения 09.04.2022).

2. ASTM B958/B958M-16 Стандарт Американского общества по испытаниям и материалам ASTM. Технические условия для экстравысокопрочного и ультравысокопрочного покрытия - цинк класса А-5%, алюминий-мишметалл сплав-покрытие стального сердечника для использования в воздушных линиях электропередачи (ASTM B958/B958M-16 Standard of American Society for Testing and Materials Standard Specification for Extra-High-Strength and Ultra-High-Strength Class A Zinc-5% Aluminum-Mischmetal Alloy-Coated Steel Core Wire for Use in Overhead Electrical Conductors).

3. IT для систем Smart Metering [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://controlengrussia.com/proekty-i-vnedrenija/it-dlja-sistem-smart-metering/> (дата обращения 15.04.2022).

4. RastrWin ТКЗ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru> (дата обращения 24.04.2022).

5. Smart Metering в концепции Smart Grid [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.csr-nw.ru/files/csr/file\\_content\\_1316.pdf](https://www.csr-nw.ru/files/csr/file_content_1316.pdf) (дата обращения 17.04.2022).

6. А.А. Духовная. Характеристика управляемых шунтирующих реакторов / А.А. Духовная. // ISSN 2223-4047 Вестник магистратуры. № 7(70). – 2017 с. 41 – 43.

7. АС 300/39 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://energopostavkabel.ru/katalog-produktsii/as-300-39> (дата обращения 24.04.2022).

8. Б. Н. Неклепаев. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев Учебник для вузов - 2-е изд. М. Энергоатомиздат, 1986. - 640 с.

9. Бурикин О.Б., Малогулко Ю.В., Затхей М.В. Применение устройств Smart Metering в распределительных электрических сетях / Бурикин О.Б., Малогулко Ю.В., Затхей М.В. // East European Scientific Journal #2(66). – 2021 с. 59 – 62.

10. Выключатель элегазовый баковый ВГБЭ-35-12,5/1600 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.epromstroy.ru/elegazovye-vyklyuchateli/elegazovye-vyklyuchateli\\_75.html](https://www.epromstroy.ru/elegazovye-vyklyuchateli/elegazovye-vyklyuchateli_75.html) (дата обращения 19.05.2022).

11. Долгополов А.Г., Кондратенко Д.В. Управляемые шунтирующие реакторы для электрических сетей / Долгополов А.Г., Кондратенко Д.В. // PROBLEMELE ENERGETICII REGIONALE 3(17). – 2011.

12. ЗНОГ-220 (У1, УХЛ1) Трансформатор напряжения элегазовый [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/](https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/) (дата обращения 29.05.2022).

13. Ивлев Е.А. Применение проводов нового поколения для увеличения пропускной способности линий электропередачи // Молодёжь XXI века: шаг в будущее : материалы XXIII региональной научно-практической конференции (Благовещенск, 24 мая 2022 г.). [В 4 т.]. Т. 4. Технические науки. Физико-математические науки. Информационные технологии. Химические науки. – Благовещенск : Дальневосточный ГАУ, 2022, с. 61-62.

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

15. Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ-СВЭЛ-35Ш [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://svel.ru/catalog/izmeritelnye-transformatory/transformatory-napryazheniya/znol-svel-35/ent/> (дата обращения 30.05.2022).

16. Калькулятор инфляции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://xnctbjnaatncev9av3a8f8b.xnp1ai/%D0%B8%D0%BD%D1%84%D0%> (дата обращения 24.04.2022).

17. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учебное пособие.- Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.- 256 с. (Серия «Учебники НГТУ»).

18. Климатическая характеристика Хабаровского края [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberpedia.su/28x2ae2.html> (дата обращения 09.04.2022).

19. Ключевая ставка Банка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.cbr.ru/hd\\_base/KeyRate/](https://www.cbr.ru/hd_base/KeyRate/) (дата обращения 24.04.2022).

20. Л.А. Мясоедова, Ю.В. Мясоедов, Н.А. Намаконова, Г.Е. Музыченко. Технический анализ компенсирующих устройств и определение области их применения для управления потоками реактивной мощности / Л.А. Мясоедова, Ю.В. Мясоедов, Н.А. Намаконова, Г.Е. Музыченко // Вестник АмГУ Выпуск 81. – 2018. – с. 44 - 50.

21. Минэнерго России. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 годы / Минэнерго России // Приказ Минэнерго России от «26» февраля 2021 г. № 88, с. 16.

22. Минэнерго России. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 годы / Минэнерго России // Приказ Минэнерго России от «26» февраля 2021 г. № 88, с. 36.

23. МЭК 60104(1987) Провода из сплава типа алюминий-магний-кремний для воздушных линий электропередач (IEC 60104(1987) Aluminium-magnesium-silicon alloy wire for overhead line conductors).

24. МЭК 60889(1987) Проволока алюминиевая твердотянутая для воздушных линий электропередачи (IEC 60889(1987) Hard-drawn aluminium wire for overhead line conductors).

25. Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев – Екатеринбург, 2013. – 24 с.

26. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://energopostavkabel.ru/katalog-produktsii/as-http://pue7.ru/pue7/sod.php> (дата обращения 28.04.2022).

27. Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2003. – 280с.

28. Предложение о размере тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС долгосрочных параметров регулирования на 2023-2024 гг [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/2023-2024\\_Predlozhenie\\_po\\_tarifam\\_Rosseti\\_FSK\\_EES.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/2023-2024_Predlozhenie_po_tarifam_Rosseti_FSK_EES.pdf) (дата обращения 23.04.2022).

29. Приказ Минэнерго России от 08.02.2019 N 81 (ред. от 28.12.2020) "Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229" (Зарегистрировано в Минюсте России 28.03.2019 N 54199). 2019. – с 35.

30. Приказ Минэнерго России от 15.04.2014 N 186 (ред. от 07.07.2021) "О Единых стандартах качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций" (Зарегистрировано в Минюсте России 18.06.2014 N 32761), 2014.

31. Пример механического расчета воздушных линий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://studwood.net/> (дата обращения 21.04.2022).

32. Районы по ветровому давлению и гололеду [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vols.expert/useful-information/rayonyi-vetrovogo-davleniya-i-gololeda-po-gorodam-soglasno-pue-7/> (дата обращения 09.04.2022).

33. РГ-220 (УХЛ1) разъединители горизонтально-поворотного типа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-220-kv/](https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-220-kv/) (дата обращения 21.05.2022).

34. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2002.

35. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2002. – с. 60

36. Савина Н.В. Теория надёжности в электроэнергетике. Учебное пособие. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007 - 213с.

37. Совгаванская ТЭЦ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1> (дата обращения 11.04.2022).

38. Совгаванская ТЭЦ готова к эксплуатации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://amurmedia.ru/news/994241/> (дата обращения 11.04.2022).

39. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС». СХЕМЫ ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИЙ 35-750 КВ. ТИПОВЫЕ РЕШЕНИЯ / ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – с. 21-30.

40. СТО 56947007- 29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). ПАО «ФСК ЕЭС», 2017.

41. СТО 56947007-29.060.50.268-2019. Указания по проектированию ВЛ 220 кВ и выше с неизолированными проводами нового поколения / ОАО «ФСК ЕЭС», 2019. – с. 6-11.

42. СТО 56947007-29.120.10.129-2012 Шлейфовые соединения присоединяемые на ВЛ 220-500 кВ. Общие технические требования, ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.

43. СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. ПАО «ФСК ЕЭС», 2011.

44. СТО 56947007-29.240.014-2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередачи 6,10-750кВ, ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.

45. СТО 56947007-29.240.014-2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередачи 6,10-750кВ, ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.

46. СТО 56947007-29.240.55.143-2013. Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий, ОАО «ФСК ЕЭС», 2013.

47. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА ТОЛ-СЭЩ-35-IV. Техническая информация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.electroshield.ru/upload/iblock/5b9/TOL\\_SESHCH\\_35\\_IV-TI.pdf](https://www.electroshield.ru/upload/iblock/5b9/TOL_SESHCH_35_IV-TI.pdf) (дата обращения 25.05.2022).

48. ТУ 16-705.493-2006 Катанка из алюминиевого сплава. Технические условия. Утверждены ОАО «ВНИИКП» 01.12.2006.

49. ТУ 3510-001-69948333-2012 Провода неизолированные для высоковольтных линий электропередач компактированные типа Z. Технические условия. Утверждены 25.06.2013 Генеральным директором ООО «Ламифил» М.В. Петуховым, ООО «Ламифил».

50. Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A5> (дата обращения 15.04.2022).

51. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г.Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 392 с.

52. Элегазовые колонковые выключатели ВГТ-УЭТМ®-1А1-220 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-1a1-220/> (дата обращения 13.05.2022).

53. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). -9-е изд., стер.- М.: Издательство МЭИ, 2004. – с. 792-793.

54. Энергетика Хабаровского края [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%AD%> (дата обращения 09.04.2022).



55. Статком [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.fsk-ees.ru/innovation/intelligent\\_network/new\\_types\\_of\\_power\\_equipment\\_of\\_substations/](https://www.fsk-ees.ru/innovation/intelligent_network/new_types_of_power_equipment_of_substations/) (дата обращения 24.04.2022).

56. Металлические опоры ЛЭП [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ural-esk.ru/category/produkcija/metallicheskie-opory-lehp/> (дата обращения 16.04.2022).

57. Статический компенсатор СТАТКОМ на 20 МВАр [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ural-esk.ru/category/produkcija/metallicheskie-opory-lehp/> (дата обращения 28.04.2022).

58. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.

59. ОПН-П-220 УХЛ1 - ЗЭУ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://forca.ru/spravka/razryadniki-i-opn/opn-p-220-uhl1-zeu.html> (дата обращения 15.05.2022).

60. СТО 56947007-29.120.10.061-2010. Натяжная арматура для ВЛ. Технические требования, ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.

61. СТО 56947007- 29.240.068-2011. Длина пути утечки внешней изоляции электроустановок переменного тока классов напряжения 6-750 КВ, ОАО «ФСК ЕЭС», 2011.

62. СТО 56947007- 29.120.10.064-2010. Сцепная арматура для ВЛ. Технические требования, ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.

63. ОАО «НТЦ электроэнергетики» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ntc-power.ru/> (дата обращения 17.05.2022).

64. Подвесной стеклянный изолятор ПС300В [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://umek.su/produktsiya/izolyatory-tipa-ps/podvesnyye-steklyannye-izolyatory-ps300v-112v> (дата обращения 17.05.2022).

65. Изолятор ОСК-8-220-А-4 УХЛ1 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.em.dn.ua/iz/polymer/ster/osk-8-220-a4.htm> (дата обращения 20.05.2022).

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет в ПВК MathCad 15

#### 1. Прогнозирование нагрузок

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N \quad \varepsilon_{\%} := \frac{1.34}{100} \quad N_{\text{лет}} := 5$$

$P_{\text{базКомсомольская}} := 223.631 \text{ МВт}$	$P_{\text{базОунэ.г}} := 32 \text{ МВт}$
$P_{\text{базСелихино}} := 25.2 \text{ МВт}$	$P_{\text{базДжигдаси.г}} := 32 \text{ МВт}$
$P_{\text{базХехцир}} := 99.26 \text{ МВт}$	$P_{\text{базВанино.г}} := 32 \text{ МВт}$
$P_{\text{базУкгур}} := 4 \text{ МВт}$	$P_{\text{базТумнин.г}} := 32 \text{ МВт}$
$P_{\text{базВысокорная}} := 25.36 \text{ МВт}$	$P_{\text{базВысокогорная.г}} := 32 \text{ МВт}$
$P_{\text{базВанино}} := 36.68 \text{ МВт}$	$P_{\text{базАксака.г}} := 32 \text{ МВт}$
$P_{\text{базКомс.сорт.г}} := 32 \text{ МВт}$	$P_{\text{базЭльдиган.г}} := 32 \text{ МВт}$
$P_{\text{базЛандьши.г}} := 45 \text{ МВт}$	$P_{\text{базСтарт}} := 42.2 \text{ МВт}$
$P_{\text{базБайкал}} := 32 \text{ МВт}$	$P_{\text{базКузнецовский}} := 30 \text{ МВт}$
$P_{\text{базКумтэ.г}} := 32 \text{ МВт}$	$P_{\text{базКун.г}} := 32 \text{ МВт}$
$P_{\text{базОзерная}} := 2.168 \text{ МВт}$	$P_{\text{базВознесенская}} := 1.12 \text{ МВт}$
$P_{\text{базИннокентьевка}} := 0.6 \text{ МВт}$	$P_{\text{базЛидога}} := 1.11 \text{ МВт}$
$P_{\text{базГроицкая}} := 4.648 \text{ МВт}$	$P_{\text{базКартель}} := 2.89 \text{ МВт}$
$P_{\text{базГайтер}} := 1.408 \text{ МВт}$	

$$P_{\text{прогКомсомольская}} := P_{\text{базКомсомольская}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 239.021 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{прогСелихино}} := P_{\text{базСелихино}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 26.934 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{прогХехцир}} := P_{\text{базХехцир}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 106.091 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{прогУкгур}} := P_{\text{базУкгур}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 4.275 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{прогВысокорная}} := P_{\text{базВысокорная}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 27.105 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{прогВанино}} := P_{\text{базВанино}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 39.204 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{прогКомс.сорт.г}} := P_{\text{базКомс.сорт.г}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 34.202 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{прогЛандьши.г}} := P_{\text{базЛандьши.г}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 48.097 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{прогКумтэ.г}} := P_{\text{базКумтэ.г}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 34.202 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{прогОунэ.г}} := P_{\text{базОунэ.г}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 34.202 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{прогДжигдаси.г}} := P_{\text{базДжигдаси.г}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 34.202 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{прогВанино.г}} := P_{\text{базВанино.г}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 34.202 \text{ МВт}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$\begin{aligned}P_{\text{прогБайкал}} &:= P_{\text{базБайкал}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 34.202 \text{ МВт} \\P_{\text{прогКузнецовский}} &:= P_{\text{базКузнецовский}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 32.065 \text{ МВт} \\P_{\text{прогТумнин.г}} &:= P_{\text{базТумнин.г}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 34.202 \text{ МВт} \\P_{\text{прогВысокогорная.г}} &:= P_{\text{базВысокогорная.г}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 34.202 \text{ МВт} \\P_{\text{прогАксака.г}} &:= P_{\text{базАксака.г}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 34.202 \text{ МВт} \\P_{\text{прогЭльдиган.г}} &:= P_{\text{базЭльдиган.г}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 34.202 \text{ МВт} \\P_{\text{прогСтарт}} &:= P_{\text{базСтарт}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 45.104 \text{ МВт} \\P_{\text{прогКун.г}} &:= P_{\text{базКун.г}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 34.202 \text{ МВт} \\P_{\text{прогОзерная}} &:= P_{\text{базОзерная}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 2.317 \text{ МВт} \\P_{\text{прогВознесенская}} &:= P_{\text{базВознесенская}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 1.197 \text{ МВт} \\P_{\text{прогИннокентьевка}} &:= P_{\text{базИннокентьевка}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 0.641 \text{ МВт} \\P_{\text{прогЛидога}} &:= P_{\text{базЛидога}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 1.186 \text{ МВт} \\P_{\text{прогТроицкая}} &:= P_{\text{базТроицкая}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 4.968 \text{ МВт} \\P_{\text{прогГайтер}} &:= P_{\text{базГайтер}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 1.505 \text{ МВт} \\P_{\text{прогКартель}} &:= P_{\text{базКартель}} \cdot (1 + \varepsilon)^N = 3.089 \text{ МВт}\end{aligned}$$

## 2. Выбор трансформаторов

Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность, которую требуется передать

$$\text{tg}\varphi_3 := 0.1$$

$$Q_3 := P_{\text{прогЛандьши.г}} \cdot (0.4 - 0.1) = 14.429 \text{ МВАр}$$

$$Q_{\text{КУ}} := P_{\text{прогЛандьши.г}} \cdot 0.4 - Q_3 = 4.81 \text{ МВАр}$$

Далее рассчитываем некомпенсированную реактивную мощность

$$Q_{\text{неск}} := P_{\text{прогЛандьши.г}} \cdot 0.4 - Q_{\text{КУ}} = 14.429 \text{ МВАр}$$

Рассчитываем среднюю активную мощность

$$P_{\text{ср}} := \frac{P_{\text{прогЛандьши.г}}}{1.2} = 40.081 \text{ МВт}$$

Определяем мощность силового трансформатора

$$S_{\text{тр}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{2 \cdot 0.7} = 30.428$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Коэффициент загрузки силового трансформатора в нормальном режиме

$$K_z := \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{2 \cdot 40} = 0.532$$

Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме

$$K_z := \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{40} = 1.065$$

### 3. Выбор сечения провода

1й участок: ПС Комсомольская - ПП Байкал

$$S1 := P_{\text{прогБайкал}} + i(P_{\text{прогБайкал}} \cdot 0.4) = 34.202 + 13.681i$$

$$S2 := P_{\text{прогОунз.г}} + i(P_{\text{прогОунз.г}} \cdot 0.4) = 34.202 + 13.681i$$

$$S3 := P_{\text{прогКузнецовский}} + i(P_{\text{прогКузнецовский}} \cdot 0.4) = 32.065 + 12.826i$$

$$S4 := P_{\text{прогЛандьши.г}} + i(P_{\text{прогЛандьши.г}} \cdot 0.4) = 48.097 + 19.239i$$

$$S5 := P_{\text{прогВанино}} + i(P_{\text{прогВанино}} \cdot 0.4) = 39.204 + 15.682i$$

$$\Sigma := S1 + S2 + S3 + S4 + S5 = 187.77 + 75.108i$$

$$I_{\text{расчMAX}} := \frac{\sqrt{187.77^2 + 75.108i^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0.452 \text{ кА}$$

$$I_{\text{расч}} := I_{\text{расчMAX}} \cdot 1.05 = 0.474 \text{ кА}$$

### 4. Расчет электрических режимов

$$R_{240} := 0.121 \text{ Ом/км} \quad X_{240} := 0.435 \text{ Ом/км} \quad B_{240} := 2.6 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

$$R_{300} := 0.098 \text{ Ом/км} \quad X_{300} := 0.429 \text{ Ом/км} \quad B_{300} := 2.64 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

1) Комсомольская - Селихино

$$R_1 := R_{240} \cdot 56.3 = 6.812 \text{ Ом} \quad X_1 := X_{240} \cdot 56.3 = 24.49 \text{ Ом} \quad B_1 := B_{240} \cdot 56.3 = 1.464 \times 10^{-4} \text{ См}$$

2) Комсомольская - Кумтэ/т

$$R_2 := R_{240} \cdot 23.4 = 2.831 \text{ Ом} \quad X_2 := X_{240} \cdot 23.4 = 10.179 \text{ Ом} \quad B_2 := B_{240} \cdot 23.4 = 6.084 \times 10^{-5} \text{ См}$$

3) Комсомольская - Комсомольская-сортировочный/т

$$R_3 := R_{240} \cdot 15 = 1.815 \text{ Ом} \quad X_3 := X_{240} \cdot 15 = 6.525 \text{ Ом} \quad B_3 := B_{240} \cdot 15 = 3.9 \times 10^{-5} \text{ См}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

4) Кумтэ/т - Селихино

$$R_4 := R_{240} \cdot 32.9 = 3.981 \text{ Ом} \quad X_4 := X_{240} \cdot 32.9 = 14.311 \text{ Ом} \quad B_4 := B_{240} \cdot 32.9 = 8.554 \times 10^{-5} \text{ См}$$

5) Комсомольская-сортировочный/т - Селихино

$$R_5 := R_{240} \cdot 41 = 4.961 \text{ Ом} \quad X_5 := X_{240} \cdot 41 = 17.835 \text{ Ом} \quad B_5 := B_{240} \cdot 41 = 1.066 \times 10^{-4} \text{ См}$$

6) Селихино - Эльдиган/т

$$R_6 := R_{300} \cdot 41 = 4.018 \text{ Ом} \quad X_6 := X_{300} \cdot 41 = 17.589 \text{ Ом} \quad B_6 := B_{300} \cdot 41 = 1.082 \times 10^{-4} \text{ См}$$

7) Эльдиган/т - Уктур

$$R_7 := R_{300} \cdot 108.9 = 10.672 \text{ Ом} \quad X_7 := X_{300} \cdot 108.9 = 46.718 \text{ Ом} \quad B_7 := B_{300} \cdot 108.9 = 2.875 \times 10^{-4} \text{ См}$$

8) Селихино - Кун/т

$$R_8 := R_{300} \cdot 84.75 = 8.306 \text{ Ом} \quad X_8 := X_{300} \cdot 84.75 = 36.358 \text{ Ом} \quad B_8 := B_{300} \cdot 84.75 = 2.237 \times 10^{-4} \text{ См}$$

9) Кун/т - Аксака/т

$$R_9 := R_{300} \cdot 51.85 = 5.081 \text{ Ом} \quad X_9 := X_{300} \cdot 51.85 = 22.244 \text{ Ом} \quad B_9 := B_{300} \cdot 51.85 = 1.369 \times 10^{-4} \text{ См}$$

10) Аксака/т - Высокогорная

$$R_{10} := R_{300} \cdot 71.85 = 7.041 \text{ Ом} \quad X_{10} := X_{300} \cdot 71.85 = 30.824 \text{ Ом} \quad B_{10} := B_{300} \cdot 71.85 = 1.897 \times 10^{-4} \text{ См}$$

11) Уктур - Оунэ/т

$$R_{11} := R_{300} \cdot 43 = 4.214 \text{ Ом} \quad X_{11} := X_{300} \cdot 43 = 18.447 \text{ Ом} \quad B_{11} := B_{300} \cdot 43 = 1.135 \times 10^{-4} \text{ См}$$

12) Оунэ/т - Высокогорная

$$R_{12} := R_{300} \cdot 25.95 = 2.543 \text{ Ом} \quad X_{12} := X_{300} \cdot 25.95 = 11.133 \text{ Ом} \quad B_{12} := B_{300} \cdot 25.95 = 6.851 \times 10^{-5} \text{ См}$$

13) Селихино - Высокогорная

$$R_{13} := R_{300} \cdot 208.5 = 20.433 \text{ Ом} \quad X_{13} := X_{300} \cdot 208.5 = 89.447 \text{ Ом} \quad B_{13} := B_{300} \cdot 208.5 = 5.504 \times 10^{-4} \text{ См}$$

14) Высокогорная - Тумнин/т

$$R_{14} := R_{300} \cdot 118.3 = 11.593 \text{ Ом} \quad X_{14} := X_{300} \cdot 118.3 = 50.751 \text{ Ом} \quad B_{14} := B_{300} \cdot 118.3 = 3.123 \times 10^{-4} \text{ См}$$

15) Тумнин/т - Ванино/т

$$R_{15} := R_{300} \cdot 62.55 = 6.13 \text{ Ом} \quad X_{15} := X_{300} \cdot 62.55 = 26.834 \text{ Ом} \quad B_{15} := B_{300} \cdot 62.55 = 1.651 \times 10^{-4} \text{ См}$$

16) Ванино/т - Ванино

$$R_{16} := R_{300} \cdot 10 = 0.98 \text{ Ом} \quad X_{16} := X_{300} \cdot 10 = 4.29 \text{ Ом} \quad B_{16} := B_{300} \cdot 10 = 2.64 \times 10^{-5} \text{ См}$$

17) Высокогорная - Высокогорная/т

$$R_{17} := R_{300} \cdot 10 = 0.98 \text{ Ом} \quad X_{17} := X_{300} \cdot 10 = 4.29 \text{ Ом} \quad B_{17} := B_{300} \cdot 10 = 2.64 \times 10^{-5} \text{ См}$$

18) Высокогорная/т - Джигдаси/т

$$R_{18} := R_{300} \cdot 49.57 = 4.858 \text{ Ом} \quad X_{18} := X_{300} \cdot 49.57 = 21.266 \text{ Ом} \quad B_{18} := B_{300} \cdot 49.57 = 1.309 \times 10^{-4} \text{ См}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

19) Джигдаси/т - Ландыши/т

$$R_{19} := R_{300} \cdot 80.25 = 7.865 \text{ Ом} \quad X_{19} := X_{300} \cdot 80.25 = 34.427 \text{ Ом} \quad B_{19} := B_{300} \cdot 80.25 = 2.119 \times 10^{-4} \text{ См}$$

20) Ландыши/т - Ванино

$$R_{20} := R_{300} \cdot 51 = 4.998 \text{ Ом} \quad X_{20} := X_{300} \cdot 51 = 21.879 \text{ Ом} \quad B_{20} := B_{300} \cdot 51 = 1.346 \times 10^{-4} \text{ См}$$

21) Высокогорная - Ванино

$$R_{21} := R_{300} \cdot 190.80 = 18.698 \text{ Ом} \quad X_{21} := X_{300} \cdot 190.80 = 81.853 \text{ Ом}$$

$$B_{21} := B_{300} \cdot 190.80 = 5.037 \times 10^{-4} \text{ См}$$

22) СВТЭЦ - Ванино

$$R_{22} := R_{240} \cdot 37.41 = 4.527 \text{ Ом} \quad X_{22} := X_{240} \cdot 37.41 = 16.273 \text{ Ом}$$

$$B_{22} := B_{240} \cdot 37.41 = 9.727 \times 10^{-5} \text{ См}$$

Вариант №1

+

### 4.1 Проектируемая ВЛ 1 цепь:

1. Комсомольская - ПП Байкал

$$R_{1.} := R_{300} \cdot 80.75 = 7.913 \text{ Ом} \quad X_{1.} := X_{300} \cdot 80.75 = 34.642 \text{ Ом} \quad B_{1.} := B_{300} \cdot 80.75 = 2.132 \times 10^{-4} \text{ См}$$

2. ПП Байкал - Оунэ/т

$$R_{2.} := R_{300} \cdot 85.95 = 8.423 \text{ Ом} \quad X_{2.} := X_{300} \cdot 85.95 = 36.873 \text{ Ом} \quad B_{2.} := B_{300} \cdot 85.95 = 2.269 \times 10^{-4} \text{ См}$$

3. Оунэ/т - ПП Кузнецовский

$$R_{3.} := R_{300} \cdot 9.89 = 0.969 \text{ Ом} \quad X_{3.} := X_{300} \cdot 9.89 = 4.243 \text{ Ом} \quad B_{3.} := B_{300} \cdot 9.89 = 2.611 \times 10^{-5} \text{ См}$$

4. ПП Кузнецовский - Ландыши/т

$$R_{4.} := R_{300} \cdot 153.76 = 15.068 \text{ Ом} \quad X_{4.} := X_{300} \cdot 153.76 = 65.963 \text{ Ом}$$

$$B_{4.} := B_{300} \cdot 153.76 = 4.059 \times 10^{-4} \text{ См}$$

5. Ландыши/т - Ванино

$$R_{5.} := R_{300} \cdot 51 = 4.998 \text{ Ом} \quad X_{5.} := X_{300} \cdot 51 = 21.879 \text{ Ом} \quad B_{5.} := B_{300} \cdot 51 = 1.346 \times 10^{-4} \text{ См}$$

---

### 4.2 Проектируемая ВЛ 2 цепь:

6. ПП Байкал - Ванино

$$R_{6.} := R_{300} \cdot 302.9 = 29.684 \text{ Ом} \quad X_{6.} := X_{300} \cdot 302.9 = 129.944 \text{ Ом}$$

$$B_{6.} := B_{300} \cdot 302.9 = 7.997 \times 10^{-4} \text{ См}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### 4.3 Проектируемая ВЛ 1 цепь:

1. Комсомольская - ПП Байкал

$$\underline{R_{240}} := 0.024 \text{ Ом/км} \quad \underline{X_{240}} := 0.308 \text{ Ом/км} \quad \underline{B_{240}} := 3.76 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

$$\underline{R_{1w}} := R_{240} \cdot 80.75 = 1.938 \text{ Ом} \quad \underline{X_{1w}} := X_{240} \cdot 80.75 = 24.871 \text{ Ом} \quad \underline{B_{1w}} := B_{240} \cdot 80.75 = 3.036 \times 10^{-4} \text{ См}$$

2. ПП Байкал - Оунэ/т

$$\underline{R_{2w}} := R_{240} \cdot 85.95 = 2.063 \text{ Ом} \quad \underline{X_{2w}} := X_{240} \cdot 85.95 = 26.473 \text{ Ом} \quad \underline{B_{2w}} := B_{240} \cdot 85.95 = 3.232 \times 10^{-4} \text{ См}$$

3. Оунэ/т - ПП Кузнецовский

$$\underline{R_{3w}} := R_{240} \cdot 9.89 = 0.237 \text{ Ом} \quad \underline{X_{3w}} := X_{240} \cdot 9.89 = 3.046 \text{ Ом} \quad \underline{B_{3w}} := B_{240} \cdot 9.89 = 3.719 \times 10^{-5} \text{ См}$$

4. ПП Кузнецовский - Ландыши/т

$$\underline{R_{4w}} := R_{240} \cdot 153.76 = 3.69 \text{ Ом} \quad \underline{X_{4w}} := X_{240} \cdot 153.76 = 47.358 \text{ Ом}$$

$$\underline{B_{4w}} := B_{240} \cdot 153.76 = 5.781 \times 10^{-4} \text{ См}$$

5. Ландыши/т - Ванино

$$\underline{R_{5w}} := R_{240} \cdot 51 = 1.224 \text{ Ом} \quad \underline{X_{5w}} := X_{240} \cdot 51 = 15.708 \text{ Ом} \quad \underline{B_{5w}} := B_{240} \cdot 51 = 1.918 \times 10^{-4} \text{ См}$$

### 4.4 Проектируемая ВЛ 2 цепь:

6. ПП Байкал - Ванино

$$\underline{R_{6w}} := R_{240} \cdot 302.9 = 7.27 \text{ Ом} \quad \underline{X_{6w}} := X_{240} \cdot 302.9 = 93.293 \text{ Ом}$$

$$\underline{B_{6w}} := B_{240} \cdot 302.9 = 1.139 \times 10^{-3} \text{ См}$$

## 5. Техничко-Экономическое сравнение вариантов

### 5.1 Базисная стоимость воздушных линий

Вариант 1, АС-300/39

$$K_{\text{ПОВ}} := 1.8 \quad K_{\text{ВЛ0}} := 11608.59 \text{ тыс. руб} \quad I_{\text{ВЛ}} := 381.35 + 383.62 = 764.97 \text{ км} \quad \text{кнф} := 7.301$$

$$K_{\text{ВЛбаз}} := K_{\text{ПОВ}} \cdot K_{\text{ВЛ0}} \cdot I_{\text{ВЛ}} = 1.598 \times 10^7 \text{ тыс руб}$$

---

$$K_{\text{загрВЛ}} := [2(K_{\text{ВЛбаз}} \cdot 0.02)] + (K_{\text{ВЛбаз}} \cdot 0.11) + (K_{\text{ВЛбаз}} \cdot 0.05) = 3.197 \times 10^6 \text{ тыс руб}$$

$$K_{\text{ВЛполн}} := K_{\text{загрВЛ}} + K_{\text{ВЛбаз}} = 1.918 \times 10^7 \text{ тыс руб}$$

Вариант 2, АСку-240/46

Капиталовложение в строительство ВЛ без учета провода

$$K_{\text{ВЛ}} := [K_{\text{ВЛполн}} - (509.98 \cdot 764.97)] = 1.879 \times 10^7 \text{ тыс. руб}$$



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Так как длина пролета для провода АС - 480 м, а для провода АСку - 540 м, соответственно количество опор для ВЛ с проводом АС:

$$N_{AC} := \frac{l_{ВЛ} \cdot 10^3}{480} = 1.594 \times 10^3$$

$$N_{ACку} := \frac{l_{ВЛ} \cdot 10^3}{540} = 1.417 \times 10^3 \quad +$$

$$100 - \left[ \frac{(N_{ACку}) \cdot 100}{N_{AC}} \right] = 11.111 \%$$

Капиталовложение в строительство ВЛ с проводом АСку-240/56

$$K_{ВЛ}^n - (K_{ВЛ}^n \cdot 0.111) = 1.671 \times 10^7 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{ВЛполн}^n := 1.671 \times 10^7 + (1001.90 \cdot 764.97) = 1.748 \times 10^7 \text{ тыс. руб}$$

### 5.2 Суммарные капиталовложения в сооружение ПС

$$K_{тр40} := 12 \text{ млн.руб} \quad K_{ру1В} := 316 \text{ млн.руб} \quad K_{ру2В} := 316 \text{ млн.руб}$$

$$K_{постру1В} := 38 \text{ млн.руб} \quad K_{постру2В} := 38 \text{ млн.руб} \quad K_{ушр25} := 19.8 \text{ млн.руб}$$

$$K_{СТАТКОМ20} := 219.281$$

$$K_{ячЭГВ220} := 24 \text{ млн.руб}$$

$$K1 := [(K_{тр40} \cdot 2 + K_{ру1В} + K_{постру1В} + K_{ячЭГВ220} \cdot 3) \cdot 1.7] \cdot \text{кинф} = 5.585 \times 10^3 \text{ млн.руб}$$

$$K1' := K1 + K_{СТАТКОМ20} \cdot 2 + (K_{ушр25} \cdot 2 \cdot \text{кинф}) = 6.313 \times 10^3 \text{ млн.руб}$$

$$K2 := [(K_{тр40} \cdot 2) + K_{ру2В} + K_{постру2В} + K_{ячЭГВ220} \cdot 3] \cdot 1.7 \cdot \text{кинф} = 5.585 \times 10^3 \text{ млн.руб}$$

$$K2' := K2 + [K_{СТАТКОМ20} \cdot 2 + (K_{ушр25} \cdot 2 \cdot \text{кинф})] = 6.313 \times 10^3 \text{ млн.руб}$$

---

### 5.3 Капитальные вложения на строительство сети

Вариант 1

$$K1^n := K1^n + (K_{ВЛполн}^n \cdot 10^{-3}) = 2.549 \times 10^4 \text{ млн.руб} \quad +$$

Вариант 2

$$K2^n := K2^n + (K_{ВЛполн}^n \cdot 10^{-3}) = 2.379 \times 10^4 \text{ млн.руб} \quad K2' = 6.313 \times 10^3$$



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### 5.4 Расчет амортизационных отчислений

Вариант 1

$$I_{\text{амПС}} := \frac{K1'}{20} = 315.647 \text{ млн.руб}$$

$$I_{\text{амВЛ}} := \frac{\left( K_{\text{ВЛПолн}} \cdot 10^{-3} \right)}{30} = 639.376 \text{ млн.руб}$$

$$I_{\text{ам}} := I_{\text{амПС}} + I_{\text{амВЛ}} = 955.023 \text{ млн.руб}$$

Вариант 2

$$I_{\text{амПС}'} := \frac{K2'}{20} = 315.647 \text{ млн.руб}$$

$$I_{\text{амВЛ}'} := \frac{\left( K_{\text{ВЛПолн}} \cdot 10^{-3} \right)}{30} = 582.547 \text{ млн.руб}$$

$$I_{\text{ам}'} := I_{\text{амПС}'} + I_{\text{амВЛ}'} = 898.195 \text{ млн.руб}$$

### 5.5 Расчет эксплуатационных затрат

Вариант 1

$$\alpha_{\text{э.р.ВЛ}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{э.р.ПС}} := 0.049$$

$$I_{\text{эксПС}} := K1' \cdot \alpha_{\text{э.р.ПС}} = 309.334 \text{ млн.руб}$$

$$I_{\text{эксВЛ}} := \left( K_{\text{ВЛПолн}} \cdot 10^{-3} \right) \cdot \alpha_{\text{э.р.ВЛ}} = 153.45 \text{ млн.руб}$$

$$I_{\text{экс}} := I_{\text{эксПС}} + I_{\text{эксВЛ}} = 462.785 \text{ млн.руб}$$

Вариант 2

$$I_{\text{эксПС}'} := K2' \cdot \alpha_{\text{э.р.ПС}} = 309.334 \text{ млн.руб}$$

$$I_{\text{эксВЛ}'} := \left( K_{\text{ВЛПолн}} \cdot 10^{-3} \right) \cdot \alpha_{\text{э.р.ВЛ}} = 139.811 \text{ млн.руб}$$

$$I_{\text{экс}'} := I_{\text{эксПС}'} + I_{\text{эксВЛ}'} = 449.146 \text{ млн.руб}$$

### 5.6 Расчет затрат на компенсацию потерь

Вариант 1

$$C_0 := 1.03 \frac{\text{руб}}{\text{кВтч}}$$

$$\Delta W^1 := \left( 25.16 \cdot 10^3 \right) \cdot 8760 = 2.204 \times 10^8 \text{ кВт*ч}$$

$$I_{\Delta W^1} := \left( \Delta W^1 \cdot C_0 \right) \cdot 10^{-6} = 227.014 \text{ млн.руб}$$

Вариант 2

$$\Delta W^2 := \left( 22.18 \cdot 10^3 \right) \cdot 8760 = 1.943 \times 10^8 \text{ кВт*ч}$$

$$I_{\Delta W^2} := \left( \Delta W^2 \cdot C_0 \right) \cdot 10^{-6} = 200.126 \text{ млн.руб}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### 5.7 Суммарные издержки

Вариант 1

$$I_{\Sigma 1} := I_{\text{ам}} + I_{\text{экс}} + I_{\Delta W} = 1.645 \times 10^3 \text{ млн.руб}$$

Вариант 2

$$I_{\Sigma 2} := I_{\text{ам}'} + I_{\text{экс}'} + I_{\Delta W} = 1.547 \times 10^3 \text{ млн.руб}$$

### 6. Расчет недоотпуска

6.1 Вероятность отказа линии

1 цепь

$$L_{\text{КомсомольскаяБайкал}} := 80.75 \text{ км} \quad L_{\text{ОунэКузнецовский}} := 9.89 \text{ км}$$

$$L_{\text{БайкалОунэ}} := 85.95 \text{ км} \quad L_{\text{КузнецовскийЛандьши}} := 153.76 \text{ км}$$

$$L_{\text{ЛандьшиВанино}} := 51 \text{ км}$$

$$\lambda_0 := 0.0034 \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_{\text{КомсомольскаяБайкал}} := \lambda_0 \cdot L_{\text{КомсомольскаяБайкал}} = 0.275$$

$$q_{\text{КомсомольскаяБайкал}} := \lambda_{\text{КомсомольскаяБайкал}} \cdot \frac{14.3}{8760} = 4.482 \times 10^{-4}$$

$$\lambda_{\text{БайкалОунэ}} := \lambda_0 \cdot L_{\text{БайкалОунэ}} = 0.292$$

$$q_{\text{БайкалОунэ}} := \lambda_{\text{БайкалОунэ}} \cdot \frac{14.3}{8760} = 4.77 \times 10^{-4}$$

---

$$\lambda_{\text{ОунэКузнецовский}} := \lambda_0 \cdot L_{\text{ОунэКузнецовский}} = 0.034$$

$$q_{\text{ОунэКузнецовский}} := \lambda_{\text{ОунэКузнецовский}} \cdot \frac{14.3}{8760} = 5.489 \times 10^{-5}$$

$$\lambda_{\text{КузнецовскийЛандьши}} := \lambda_0 \cdot L_{\text{КузнецовскийЛандьши}} = 0.523$$

$$q_{\text{КузнецовскийЛандьши}} := \lambda_{\text{КузнецовскийЛандьши}} \cdot \frac{14.3}{8760} = 8.534 \times 10^{-4}$$

$$\lambda_{\text{ЛандьшиВанино}} := \lambda_0 \cdot L_{\text{ЛандьшиВанино}} = 0.173$$

$$q_{\text{ЛандьшиВанино}} := \lambda_{\text{ЛандьшиВанино}} \cdot \frac{14.3}{8760} = 2.831 \times 10^{-4}$$

2 цепь

$$L_{\text{КомсомольскаяБайкал}} := 80.75 \text{ км} \quad L_{\text{БайкалВанино}} := 302.9 \text{ км}$$

$$\lambda_{\text{КомсомольскаяБайкал}} := \lambda_0 \cdot L_{\text{КомсомольскаяБайкал}} = 0.275$$

$$q_{\text{КомсомольскаяБайкал}} := \lambda_{\text{КомсомольскаяБайкал}} \cdot \frac{14.3}{8760} = 4.482 \times 10^{-4}$$

$$\lambda_{\text{БайкалВанино}} := \lambda_0 \cdot L_{\text{БайкалВанино}} = 1.03$$

$$q_{\text{БайкалВанино}} := \lambda_{\text{БайкалВанино}} \cdot \frac{14.3}{8760} = 1.681 \times 10^{-3}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### 6.2. Вероятность отказа выключателя и разъединителя 220 кВ

$$\lambda_{\text{Вст}} := 0.014 \frac{1}{\text{год}} \quad a_{\text{Воп}} := 0.004 \quad N_{\text{оп}} := 10 \quad a_{\text{Вавт}} := 0.006 \quad K_{\text{аі}} := 0.2$$

$$\lambda_{\text{ВЛ}} := 0.5 \quad t_{\text{В}} := 55 \text{ ч} \quad T_{\text{ОП}} := 1 \text{ час} \quad t_{\text{Ввл}} := 14.3 \text{ ч}$$

$$\lambda_{\text{В}} := \lambda_{\text{Вст}} + a_{\text{Воп}} \cdot N_{\text{оп}} + a_{\text{Вавт}} \cdot (1 + 1 \cdot K_{\text{аі}}) \cdot \lambda_{\text{ВЛ}} = 0.058$$

$$q_{\text{В}} := \lambda_{\text{Вст}} \cdot \frac{t_{\text{В}}}{8760} + a_{\text{Воп}} \cdot N_{\text{оп}} \cdot \frac{T_{\text{ОП}}}{8760} + a_{\text{Вавт}} \cdot (1 + 1 \cdot 0.2) \cdot \lambda_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{t_{\text{Ввл}}}{8760} = 9.834 \times 10^{-5}$$

$$\lambda_{0\text{р}} := 0.01 \frac{1}{\text{год}}$$

$$q_{\text{р}} := \lambda_{0\text{р}} \cdot \frac{11}{8760} = 1.256 \times 10^{-5}$$

$$q_{\text{ВЫК}} := q_{\text{В}} + q_{\text{р}} = 1.109 \times 10^{-4}$$

### 6.3 Вероятность безотказной работы схемы

$$q_1 := (2q_{\text{ВЫК}} + q_{\text{КомсомольскаяБайкал}}) \cdot (2q_{\text{ВЫК}} + q_{\text{КомсомольскаяБайкал}}) = 4.489 \times 10^{-7}$$

$$q_2 := (3q_{\text{ВЫК}}) = 3.327 \times 10^{-4}$$

$$q_3 := (2q_{\text{ВЫК}} + q_{\text{БайкалВанино}}) = 1.903 \times 10^{-3}$$

$$q_4 := (5q_{\text{ВЫК}} + q_{\text{БайкалОунэ}}) + (5q_{\text{ВЫК}} + q_{\text{ОунэКузнецовский}}) + \dots = 3.886 \times 10^{-3}$$

$$+ (5q_{\text{ВЫК}} + q_{\text{КузнецовскийЛандьши}}) + (5q_{\text{ВЫК}} + q_{\text{ЛандьшиВанино}})$$

$$q_5 := q_3 \cdot q_4 = 7.396 \times 10^{-6}$$

$$q_{\text{Сети}} := q_1 + q_2 + q_5 = 3.405 \times 10^{-4}$$

### 7. Ущерб от недоотпуска

$$P_{\text{СЕТИ}} := 133 \text{ МВт}$$

$$T_{\text{нед}} := 203.258 \cdot 12 = 2.439 \times 10^3 \text{ тыс руб}$$

$$Y_{\text{нед}} := P_{\text{СЕТИ}} \cdot q_{\text{Сети}} \cdot T_{\text{нед}} = 110.472 \text{ млн руб}$$

### 8. Приведенные затраты

#### 1 Вариант

$$E := 0.17$$

$$Z := E \cdot K1'' + I_{\Sigma}'' + Y_{\text{нед}} = 6.089 \times 10^3 \text{ млн руб}$$

$$K1'' = 2.549 \times 10^4 \text{ млн руб}$$

$$I_{\Sigma}'' = 1.645 \times 10^3 \text{ млн руб}$$

#### 2 Вариант

$$Z'' := E \cdot K2'' + 478.891 + Y_{\text{нед}} \cdot 10^{-3} = 4.523 \times 10^3 \text{ млн руб}$$

$$K2'' = 2.379 \times 10^4 \text{ млн руб}$$

$$I_{\Sigma}'' = 1.547 \times 10^3 \text{ млн руб}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### 9. РАСЧЕТ ТКЗ

#### 9.1 Нахождение индуктивных сопротивлений

$$\underline{R}_{240} := 0.121 \text{ Ом/км} \quad \underline{X}_{240} := 0.435 \text{ Ом/км} \quad \underline{B}_{240} := 2.6 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

$$\underline{R}_{300} := 0.098 \text{ Ом/км} \quad \underline{X}_{300} := 0.429 \text{ Ом/км} \quad \underline{B}_{300} := 2.64 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

1) Комсомольская - Селихино

$$\underline{X}_{1.} := (X_{240} \cdot 56.3) \cdot 3 = 73.471 \text{ Ом}$$

2) Комсомольская - Кумтэ/т

$$\underline{X}_{2.} := (X_{240} \cdot 23.4) \cdot 3 = 30.537 \text{ Ом}$$

3) Комсомольская - Комсомольская-сортировочный/т

$$\underline{X}_{3.} := (X_{240} \cdot 15) \cdot 3 = 19.575 \text{ Ом}$$

4) Кумтэ/т - Селихино

$$\underline{X}_{4.} := (X_{240} \cdot 32.9) \cdot 3 = 42.934 \text{ Ом}$$

5) Комсомольская-сортировочный/т - Селихино

$$\underline{X}_{5.} := (X_{240} \cdot 41) \cdot 3 = 53.505 \text{ Ом}$$

6) Селихино - Эльдиган/т

$$\underline{X}_{6.} := (X_{300} \cdot 41) \cdot 3 = 52.767 \text{ Ом}$$

7) Эльдиган/т - Уктур

$$\underline{X}_{7.} := (X_{300} \cdot 108.9) \cdot 3 = 140.154 \text{ Ом}$$

8) Селихино - Кун/т

$$\underline{X}_{8.} := (X_{300} \cdot 84.75) \cdot 3 = 109.073 \text{ Ом}$$

9) Кун/т - Аксака/т

$$\underline{X}_{9.} := (X_{300} \cdot 51.85) \cdot 3 = 66.731 \text{ Ом}$$

10) Аксака/т - Высокогорная

$$\underline{X}_{10.} := (X_{300} \cdot 71.85) \cdot 3 = 92.471 \text{ Ом}$$

11) Уктур - Оунэ/т

$$\underline{X}_{11.} := (X_{300} \cdot 43) \cdot 3 = 55.341 \text{ Ом}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

12) Оунэ/т - Высокогорная

$$X_{12} := (X_{300} \cdot 25.95) \cdot 3 = 33.398 \quad \text{Ом}$$

13) Селихино - Высокогорная

$$X_{13} := (X_{300} \cdot 208.5) \cdot 3 = 268.339 \quad \text{Ом}$$

14) Высокогорная - Тумнин/т

$$X_{14} := (X_{300} \cdot 118.3) \cdot 3 = 152.252 \quad \text{Ом}$$

15) Тумнин/т - Ванино/т

$$X_{15} := (X_{300} \cdot 62.55) \cdot 3 = 80.502 \quad \text{Ом}$$

16) Ванино/т - Ванино

$$X_{16} := (X_{300} \cdot 10) \cdot 3 = 12.87 \quad \text{Ом}$$

---

17) Высокогорная - Высокогорная/т

$$X_{17} := (X_{300} \cdot 10) \cdot 3 = 12.87 \quad \text{Ом}$$

18) Высокогорная/т - Джигдаси/т

$$X_{18} := (X_{300} \cdot 49.57) \cdot 3 = 63.797 \quad \text{Ом}$$

19) Джигдаси/т - Ландыши/т

$$X_{19} := (X_{300} \cdot 80.25) \cdot 3 = 103.282 \quad \text{Ом}$$

20) Ландыши/т - Ванино

$$X_{20} := (X_{300} \cdot 51) \cdot 3 = 65.637 \quad \text{Ом}$$

21) Высокогорная - Ванино

$$X_{21} := (X_{300} \cdot 190.80) \cdot 3 = 245.56 \quad \text{Ом}$$

22) СВТЭЦ - Ванино

$$X_{22} := (X_{240} \cdot 37.41) \cdot 3 = 48.82 \quad \text{Ом}$$

### 9.1.1 Проектируемая ВЛ 1 цепь:

1. Комсомольская - ПП Байкал

$$X_{240.56} := 0.308 \quad \text{Ом/км}$$

$$X_{144} := (X_{240.56} \cdot 80.75) \cdot 3 = 74.613 \quad \text{Ом}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

2. ПП Байкал - Оунэ/т

$$X_{2.1} := (X_{240.56} \cdot 85.95) \cdot 3 = 79.418 \quad \text{Ом}$$

3. Оунэ/т - ПП Кузнецовский

$$X_{2.2} := (X_{240.56} \cdot 9.89) \cdot 3 = 9.138 \quad \text{Ом}$$

4. ПП Кузнецовский - Ландыши/т

$$X_{2.3} := (X_{240.56} \cdot 153.76) \cdot 3 = 142.074 \quad \text{Ом}$$

5. Ландыши/т - Ванино

$$X_{2.4} := (X_{240.56} \cdot 51) \cdot 3 = 47.124 \quad \text{Ом}$$

### 9.1.2 Проектируемая ВЛ 2 цепь:

6. ПП Байкал - Ванино

$$X_{2.5} := (X_{240.56} \cdot 302.9) \cdot 3 = 279.88 \quad \text{Ом}$$

## 9.2 Расчет сопротивлений системы

---

$$X_{\text{ССовгТЭЦ1Г}} := \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 13.5} = 0.449 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{ССовгТЭЦ2Г}} := \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 13.5} = 0.449 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{СКомсомольская}} := \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 6.8} = 42.452 \quad \text{Ом}$$

Расчет ударного тока на шинах ПС Ландыши-тяга

Шины 220 кВ

$$i_{\text{удВН}} := \sqrt{2} \cdot 1.717 \cdot 7.603 = 18.462 \quad \text{кА}$$

Шины 35 кВ

$$i_{\text{удСН}} := \sqrt{2} \cdot 1.6 \cdot 17.744 = 40.15 \quad \text{кА}$$

Шины 27,5 кВ

$$i_{\text{удНН}} := \sqrt{2} \cdot 1.6 \cdot 18.168 = 41.109 \quad \text{кА}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Механический расчет ВЛ

Расчет для провода АС-300/39

Номинальное напряжение сети:  $U_{НОМ} := 220 \text{ кВ}$

Провод марки АС-300/39

Количество цепей  $n_{Ц} := 1$

$\cos\phi := 0.85$

Климатические условия:

Максимальная температура воздуха:  $t_{max} := 20$

Минимальная температура воздуха:  $t_{min} := -40$

Среднегодовая температура воздуха:  $t_{з} := 1.4$

Температура гололедообразования:  $t_{гол} := -10$

Район по гололеду: 4

Район по ветру: 3

#### 1. По исходным данным определяем максимальный нормативный скоростной напор ветра и нормативную толщину стенки гололеда (ЭТС, том 3, стр 778) :

$q_{max} := 500 \text{ Па}$      $v := 29 \text{ м/с}$     максимальный нормативный скоростной напор ветра и скорость ветра на высоте до 15 м от земли для 3 района по ветру.

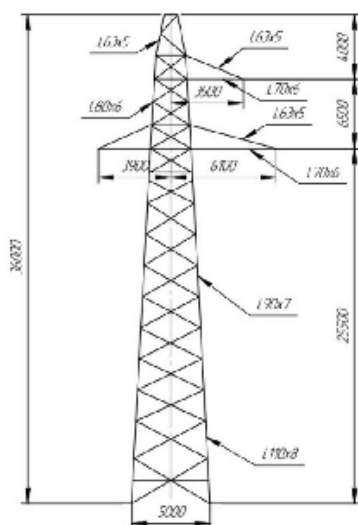
$b_{гол.н} := 20 \text{ мм}$     нормативная толщина стенки гололеда для высоты 10 (м) над поверхностью земли для 4 района по гололеду, (мм).

#### 2. Выбираем тип анкерных и промежуточных опор (ЭТС, том 3, стр 792-793) :

$l_{габ} = 380 - 520$     длина габаритного пролета, (м).     $l_{габ} := 380$

$l_{вес} = 475 - 650$     длина весового пролета, (м).     $l_{вес} := 475$

$l_{вет} = 520$     длина ветрового пролета, (м).     $l_{вет} := 520$



Стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 220 кВ

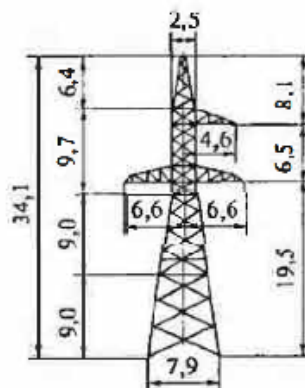


Рис 50.19. Стальная анкерная угловая одноцепная опора ВЛ 220 кВ с подставкой высотой 9 м

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### 3. Определяем стрелу провеса провода в соответствии с выбранным типом опор и приведенным центром тяжести провода.

$h_H := 25.5$  высота крепления нижнего провода к изоляторам и троса к опоре (ЭТС, тЗ, стр 783) (м).

$h_B := 32$  высота крепления верхнего провода к изоляторам (ЭТС, тЗ, стр 783) (м).

$h_{TP} := 36$  высота крепления троса к опоре (ЭТС, тЗ, стр 784) (м).

$\lambda := 2.4$  длина полимерного изолятора, (м).

Высота крепления провода на опоре, (м):

$$h_1 := h_H - \lambda \qquad h_1 = 23.1$$

$h_{габ} := 7$  расстояние до земли в ненаселенной местности, (ЭТС, тЗ, стр 804) (м).

$\Delta h_{габ} := 0.5$  поправка на неточность подвеса провода.

Стрела провеса провода, (м):

$$f_{max} := h_1 - h_{габ} - \Delta h_{габ} \qquad f_{max} = 15.6$$

Высота расположения приведенного центра тяжести, (м):

$$h_{пр.Н} := h_H - \frac{2}{3} \cdot f_{max} \qquad h_{пр.Н} = 15.1$$

$$h_{пр.В} := h_B - \frac{2}{3} \cdot f_{max} \qquad h_{пр.В} = 21.6$$

$$h_{пр} := h_{TP} - \frac{2}{3} \cdot f_{max} \qquad h_{пр} = 25.6$$

$$h_{пр} := \frac{h_{пр.Н} + h_{пр.В} + h_{TP}}{3} \qquad h_{пр} = 20.767$$

### 4. Рассчитываем удельные механические нагрузки.

$F_p := 340.19$  расчетное сечение всего провода, (мм<sup>2</sup>) (Неклепаев стр. 428).

$d := 24$  диаметр провода, (мм) (Неклепаев стр. 428).

$b := 20$  толщина стенки галюледа, (мм) (ЭТС, тЗ, стр. 778).

$G_0 := 1132 \cdot 10^{-3}$  масса провода, (кг/м) (Неклепаев стр. 428).

$g := 9.81$  ускорение свободного падения, (м/с<sup>2</sup>).

$g_0 := 0.9 \cdot 10^{-3}$  плотность галюледа, (кг/м<sup>3</sup>).

Нагрузка от массы провода, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_1 := g \cdot \frac{G_0}{F_p} \qquad \gamma_1 = 0.03264$$

Нагрузка от массы галюледа, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_2 := \frac{g \cdot g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + b)}{F_p} \qquad \gamma_2 = 0.072$$

Нагрузка от массы провода и галюледа, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_3 := \gamma_1 + \gamma_2 \qquad \gamma_3 = 0.104393$$

$\alpha := 0.7$  коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета.



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$v_{max} := 500$  скоростью напор ветра.

$C_a := 1.1$  аэродинамический коэффициент.

$$Q := \frac{v^2}{1.6} \quad Q = 525.625$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_4 := \frac{\alpha \cdot C_a \cdot Q \cdot d}{F_p} \cdot 10^{-4} \quad \gamma_4 = 0.00286$$

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_5 := \frac{\alpha \cdot C_a \cdot 0.25Q \cdot (d + 2 \cdot b) \cdot 10^{-4}}{F_p} \quad \gamma_5 = 1.904 \times 10^{-3}$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра на провод, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_6 := \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} \quad \gamma_6 = 0.033$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода массы гололеда и давления ветра, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_7 := \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} \quad \gamma_7 = 0.104$$

### 5. Определяем критические пролеты ВЛ и исходный расчетный режим.

$\sigma_{\gamma max} := 126$  Напряжения проводов при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре,

$\sigma_{\gamma min} := 126$  (Н/мм<sup>2</sup>) (ПУЭ в зависимости от провода в Неклепаеве стр 428).

$\sigma_3 := 84$  Напряжение провода в режиме средней годовой температуры, (Н/мм<sup>2</sup>) (ЭТС, мЭ, стр.781).

$\alpha := 19.8 \cdot 10^{-6}$  температурный коэффициент линейного расширения, (С<sup>-1</sup>) (ЭТС, мЭ, стр.780).

$E := 77 \cdot 10^3$  модуль упругости провода (ЭТС, мЭ, стр.780).

$t_{min} := -40$  минимальная температура воздуха, (С<sup>0</sup>).

$t_3 := 1.4$  ср. годовая температура воздуха, (С<sup>0</sup>).

$t_{max} := 20$  максимальная температура воздуха, (С<sup>0</sup>).

$t_{гол} := -10$  температура гололедообразования, (С<sup>0</sup>).

Критические пролеты, (м):

$$l_{1кр} := \frac{2 \cdot \sigma_3}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ (\sigma_3 - \sigma_{\gamma min}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_3 - t_{min}) \right]}{1 - \left( \frac{\sigma_3}{\sigma_{\gamma min}} \right)^2}} \quad \gamma_1 = 0.033$$

$$l_{1кр} = 280.1$$

$$l_{2кр} := \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ (\sigma_{\gamma max} - \sigma_{\gamma min}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_{гол} - t_{min}) \right]}{\left( \frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 \cdot \left( \frac{\sigma_{\gamma max}}{\sigma_{\gamma min}} \right)^2}} \quad l_{2кр} = 151.691$$

$$l_{3кр} := \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ (\sigma_{\gamma max} - \sigma_3) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_{гол} - t_3) \right]}{\left( \frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left( \frac{\sigma_{\gamma max}}{\sigma_3} \right)^2}} \quad l_{3кр} = 119.69$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Данному расчету соответствует второй расчетный случай:

$$I_{1кр} > I_{2кр} > I_{3кр}$$

Это означает, что расчет проводится для режима наибольших нагрузок.

Расчет проводится с ограничением напряжения при двух режимах: режим  $t_{min}$  и режим наибольших нагрузок.

### 6. Систематический расчет провода.

**Расчетный режим 1:** Провода и тросы покрыты гололедом при скоростном напоре ветра

$$t_1 = -10 \quad \text{равном } 0.25Q_{max}$$

$$\gamma_7 = 0.104$$

$$l_{габ} = 380 \text{ (м)}$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_1 - t_{гол})$$

$$\sigma_1 = \text{Find}(\sigma) \rightarrow (126.0 \quad -159.06182437972246434 + 121.5850145728674463i \quad -159.06182437972246434 - 121.5850145728674463i)$$

$$\sigma_1 = (126 \quad -159.062 + 121.585i \quad -159.062 - 121.585i)$$

$$\sigma_1 = 126$$

$$f_1 = \frac{\gamma_7 \cdot l_{габ}^2}{8 \cdot \sigma_1} \quad f_1 = 14.957 \text{ (м)}$$

**Расчетный режим 2:** Провода и тросы покрыты гололедом при отсутствии ветра  $Q_{max} = 0$

$$t_2 = -10$$

$$\gamma_1 = 0.033 \quad \gamma_3 = 0.104$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_3^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_3^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_2 - t_{гол})$$

$$\sigma_2 = \text{Find}(\sigma) \rightarrow (125.9825194271738439 \quad -159.05308409330938629 + 121.56452177293004255i \quad -159.05308409330938629 - 121.56452177293004255i)$$

$$\sigma_2 = (125.983 \quad -159.053 + 121.565i \quad -159.053 - 121.565i)$$

$$\sigma_2 = 126$$

$$f_2 = \frac{\gamma_3 \cdot l_{габ}^2}{8 \cdot \sigma_2} \quad f_2 = 14.955 \text{ (м)}$$

**Расчетный режим 3:** при скоростном напоре ветра равном  $Q_{max}$ , гололеда нет

$$t_3 = -10$$

$$\gamma_6 = 0.033$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_6^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_6^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_{гол})$$

$$\sigma_3 = \text{Find}(\sigma) \rightarrow (45.731557701579139029 - 8.8857292364094769762e-27i \quad -176.07903113271544816 - 8.4818324529363189318e-27i \quad -61.776175328308619549 + 1.7367561689345795908e-26i)$$

$$\sigma_3 = (45.732 \quad -176.079 \quad -61.776)$$

$$\sigma_3 = 45.732$$

$$f_3 = \frac{\gamma_6 \cdot l_{габ}^2}{8 \cdot \sigma_3} \quad f_3 = 12.933 \text{ (м)}$$

**Расчетный режим 4:** Режим среднегодовой температуры при отсутствии гололеда и ветра

$$t_4 = 0 \quad Q_{max} = 0.$$

$$\gamma_1 = 0.033$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_4 - t_{гол})$$

$$\sigma_4 = \text{Find}(\sigma) \rightarrow (44.290445798023680492 - 1.5348077771980005686e-26i \quad -194.29217564650733502 - 1.0097419586828951109e-26i \quad -57.367918910961274145 + 2.5445497358808956795e-26i)$$

$$\sigma_4 = (44.29 \quad -194.292 \quad -57.368)$$

$$\sigma_4 = 44.29$$

$$f_4 = \frac{\gamma_1 \cdot l_{габ}^2}{8 \cdot \sigma_4} \quad f_4 = 13.303 \text{ (м)}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

**Расчетный режим 5:** Режим при температуре +15 и отсутствии гололеда и ветра  $Q_{max} = 0$ .

$$t_5 = 15 \quad \gamma_1 = 0.033$$

Given

$$\sigma = \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_5 - t_{гол})$$

$$\sigma_5 = \text{Find}(\sigma) \rightarrow (42.541322757382346503 - 1.0501316370302109154e-26i \quad -220.0428841250175436 - 6.0584517520973706656e-27i \quad -52.737087391809731579 + 1.6559768122399479819e-26i)$$

$$\sigma_5 = (42.541 \quad -220.043 \quad -52.737)$$

$$\sigma_5 = 42.541$$

$$f_5 = \frac{\gamma_1 \cdot l_{габ}^2}{8 \cdot \sigma_5}$$

$$f_5 = 13.85 \quad (\text{м})$$

**Расчетный режим 6:** Режим низшей температуры при отсутствии гололеда и ветра  $Q_{max} = 0$ .

$$t_6 = -40$$

$$\gamma_1 = 0.033$$

Given

$$\sigma = \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_6 - t_{гол})$$

$$\sigma_6 = \text{Find}(\sigma) \rightarrow (50.121908651131456306 - 98.253778705288192491 + 13.9831617283833761613i \quad -98.253778705288192491 - 13.983161728383761613i)$$

$$\sigma_6 = (50.122 \quad -98.254 + 13.983i \quad -98.254 - 13.983i)$$

$$\sigma_6 = 50.122$$

$$f_6 = \frac{\gamma_1 \cdot l_{габ}^2}{8 \cdot \sigma_6}$$

$$f_6 = 11.756 \quad (\text{м})$$

**Расчетный режим 7:**

$t_7 = 20$  Режим максимальной температуры при отсутствии гололеда и ветра  $Q_{max} = 0$ .

$$\gamma_1 = 0.033$$

Given

$$\sigma = \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_7 - t_{гол})$$

$$\sigma_7 = \text{Find}(\sigma) \rightarrow (4.1999662186109808306 - 8.0779356694631608874e-27i \quad -228.39820784293161715 - 4.0389678347315804437e-27i \quad -51.463103102623119832 + 1.2116903504194741331e-26i)$$

$$\sigma_7 = (4.2 \quad -228.398 \quad -51.463)$$

$$\sigma_7 = 4.2$$

$$f_7 = \frac{\gamma_1 \cdot l_{габ}^2}{8 \cdot \sigma_7}$$

$$\sigma_{max} = 126 \quad G_T = 4.9 \quad f_7 = 14.029 \quad (\text{м})$$

### 7. Расчет тяжения провода при обрыве в соседнем пролете.

Расчет сводится к нахождению редуцированного тяжения провода и стрелы провеса в соседнем пролете.

$$\sigma_{\text{ред}} = \sigma_4$$

Определим начальное тяжение провода, (кз).

$$F_p = 340.19$$

$$H_0 = \sigma_3 \cdot F_p$$

$$H_0 = 15067.015$$

$$\sigma_4 = 44.29$$

$$\sigma_{max} = 126 \quad \sigma_{min} = 44.29 \quad \sigma_{\text{ред}} = 9$$

Построим кривую " перемещение точки подвеса ".

Примем  $P_0 = \gamma_1 \cdot F_p$   $H_{\text{ред}} = 100, 200 \dots 30000$   $\lambda = 2.4$

$$\frac{l_{габ}}{E \cdot F_p} (H_0 - H) + \frac{P_0^2 \cdot l_{габ}^3}{24} \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right) \quad \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left( \frac{P_0 \cdot l_{габ} + G_T}{2 \cdot H} \right)^2}}$$

$$f(H) = \frac{l_{габ}}{E \cdot F_p} (H_0 - H) + \frac{P_0^2 \cdot l_{габ}^3}{24} \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right)$$

$$g(H) = \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left( \frac{P_0 \cdot l_{габ} + G_T}{2 \cdot H} \right)^2}}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\frac{i_{\text{габ}}}{E \cdot F_p} \cdot (H_0 - H) + \frac{P_0^2 \cdot i_{\text{габ}}^3}{24} \cdot \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right)$$

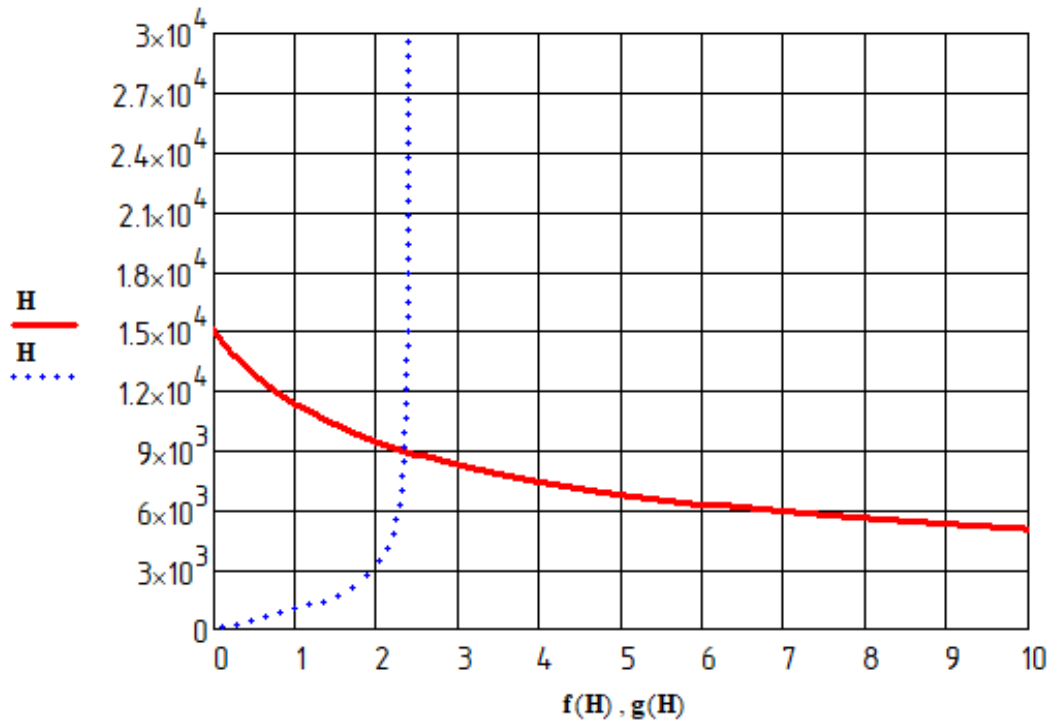
0.94
0.235
0.104
0.059
0.038
0.026
0.019
0.015
0.012
$9.364 \cdot 10^{-3}$
$7.733 \cdot 10^{-3}$
$6.492 \cdot 10^{-3}$
$5.526 \cdot 10^{-3}$
$4.76 \cdot 10^{-3}$
$4.142 \cdot 10^{-3}$
$3.636 \cdot 10^{-3}$
$3.217 \cdot 10^{-3}$
$2.866 \cdot 10^{-3}$
$2.568 \cdot 10^{-3}$
$2.314 \cdot 10^{-3}$
$2.096 \cdot 10^{-3}$
$1.907 \cdot 10^{-3}$
$1.741 \cdot 10^{-3}$
...

$\cdot 30000$

**H =**

$3.333 \cdot 10^{-3}$
$6.667 \cdot 10^{-3}$
0.01
0.013
0.017
0.02
0.023
0.027
0.03
0.033
0.037
0.04
0.043
0.047
0.05
...

$\cdot 30000$



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

По полученным данным строим две кривые пересечение которых нам даст искомое значение  $H$ . Данное уравнение решим также аналитически.

$$H := 9000$$

$$\frac{I_{\text{габ}}}{E \cdot F_p} \cdot (H_0 - H) + \frac{P_0^2 \cdot I_{\text{габ}}^3}{24} \cdot \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right) = 2.327$$

$$\frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left( \frac{P_0 \cdot I_{\text{габ}} + G_r}{2 \cdot H} \right)^2}} = 2.337$$

Стрела провеса после обрыва провода в соседнем пролете.

$$\gamma_1 = 0.033 \quad f := \frac{P_0 \cdot I_{\text{габ}}^2}{8 \cdot H} \quad f = 22.272$$

### 8. Расстановка опор по профилю трассы ВЛ.

Продольный профиль трассы ВЛ представляет собой очертания вертикального разреза вдоль трассы.

$$\sigma_7 = 42$$

$$x := -500 \dots 500$$

$$i := \frac{\gamma_2}{\sigma_2 \cdot 8} \cdot 30^2 = 0.064$$

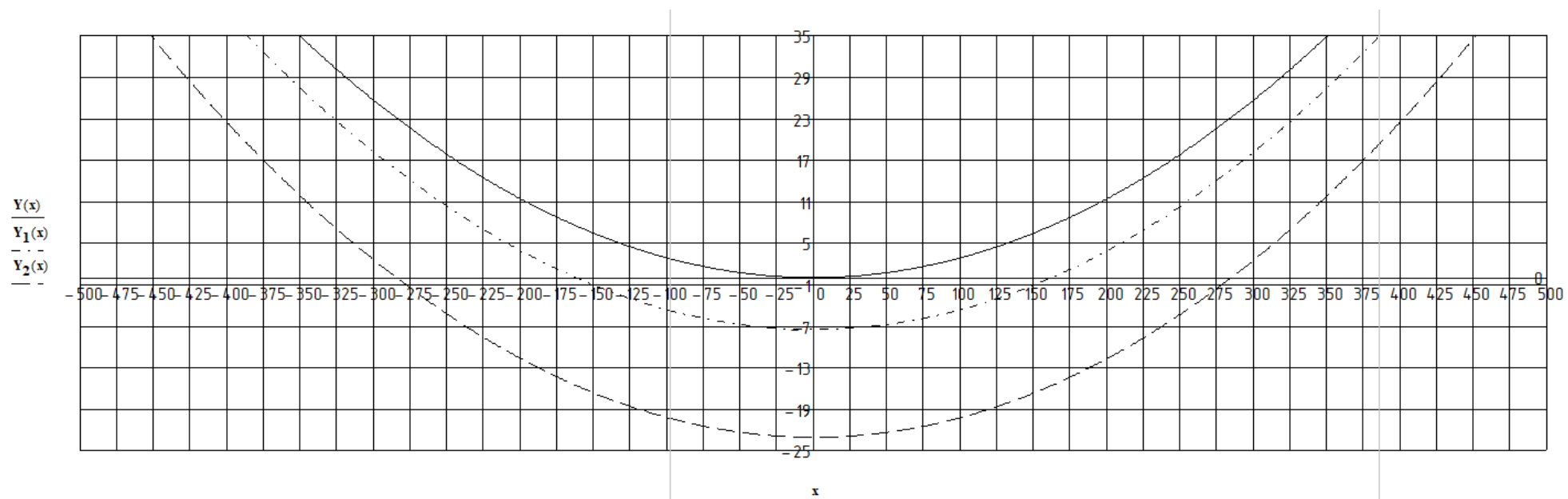
$$Y(x) := \frac{\gamma_2}{\sigma_2 \cdot 2} (x)^2$$

$$\gamma_7 = 0.104$$

$$Y_1(x) := Y(x) - 7.5$$

$$Y_2(x) := Y(x) - 23.1$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### Расчет для провода АСку-240/56

Номинальное напряжение сети:  $U_{ном} := 220 \text{ кВ}$   
 Провод марки АСку-240/56  
 Количество цепей  $n_{ц} := 1$   
 $\cos\phi := 0.85$   
 Климатические условия:  
 Максимальная температура воздуха:  $t_{max} := 20$   
 Минимальная температура воздуха:  $t_{min} := -40$   
 Среднегодовая температура воздуха:  $t_{ср} := 1.4$   
 Температура гололедообразования:  $t_{гол} := -10$   
 Район по гололеду: 4  
 Район по ветру: 3

#### 1. По исходным данным определяем максимальный нормативный скоростной напор ветра и нормативную толщину стенки гололеда (ЭТС, том 3, стр 778):

$\rho_{max} := 500 \text{ Па}$      $v := 29 \text{ м/с}$     максимальный нормативный скоростной напор ветра и скорость ветра на высоте до 15 м от земли для 3 района по ветру.

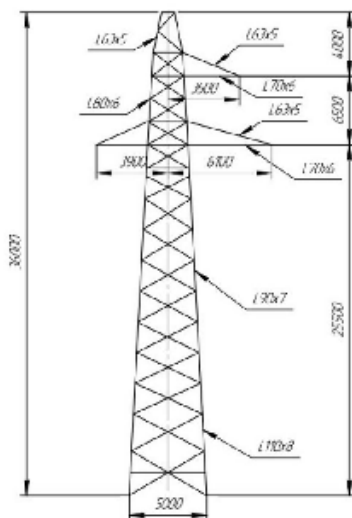
$b_{гол.н} := 20 \text{ мм}$     нормативная толщина стенки гололеда для высоты 10 (м) над поверхностью земли для 4 района по гололеду, (мм).

#### 2. Выбираем тип анкерных и промежуточных опор (ЭТС, том 3, стр 792–793):

$l_{габ} = 380 - 520$     длина габаритного пролета, (м).     $l_{габ} := 380$

$l_{вес} = 475 - 650$     длина весового пролета, (м).     $l_{вес} := 475$

$l_{вет} = 520$     длина ветрового пролета, (м).     $l_{вет} := 520$



Стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 220 кВ

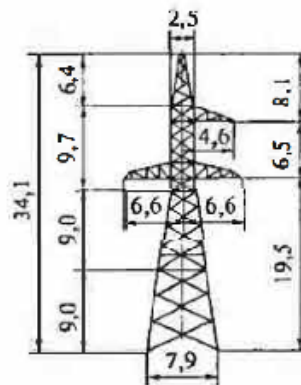


Рис 50.19. Стальная анкерная угловая одноцепная опора ВЛ 220 кВ с подставкой высотой 9 м

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### 3. Определяем скоростной напор ветра на провода ВЛ в соответствии с выбранным типом опор и приведенным центром тяжести всех проводов.

$h_H := 25.5$  высота крепления нижнего провода к изоляторам и троса к опоре (ЭТС, мЗ, стр 783) (м).

$h_B := 32$  высота крепления верхнего провода к изоляторам (ЭТС, мЗ, стр 783) (м).

$h_{тр} := 36$  высота крепления троса к опоре (ЭТС, мЗ, стр 784) (м).

$\lambda := 2.4$  длина полимерного изолятора, (м).

Высота крепления провода на опоре, (м):

$$h_1 := h_H - \lambda \quad h_1 = 23.1$$

$h_{габ} := 7$  расстояние до земли в ненаселенной местности, (ЭТС, мЗ, стр 804) (м).

$\Delta h_{габ} := 0.5$  поправка на неточность подвеса провода.

Стрела провеса провода, (м):

$$f_{max} := h_1 - h_{габ} - \Delta h_{габ} \quad f_{max} = 15.6$$

Высота расположения приведенного центра тяжести, (м):

$$h_{пр.Н} := h_H - \frac{2}{3} \cdot f_{max} \quad h_{пр.Н} = 15.1$$

$$h_{пр.В} := h_B - \frac{2}{3} \cdot f_{max} \quad h_{пр.В} = 21.6$$

$$h_{тр} := h_{тр} - \frac{2}{3} \cdot f_{max} \quad h_{тр} = 25.6$$

$$h_{пр} := \frac{h_{пр.Н} + h_{пр.В} + h_{тр}}{3} \quad h_{пр} = 20.767$$

### 4. Рассчитываем удельные механические нагрузки.

$F_p := 296$  расчетное сечение всего провода, (мм<sup>2</sup>) (СТО ФСК стр. 40).

$d := 20.4$  диаметр провода, (мм) (СТО ФСК стр. 40).

$b := 20$  толщина стенки галоледя, (мм) (ЭТС, мЗ, стр. 778).

$G_0 := 1087 \cdot 10^{-3}$  масса провода, (кг/м) (СТО ФСК стр. 40).

$g := 9.81$  ускорение свободного падения, (м/с<sup>2</sup>).

$g_0 := 0.9 \cdot 10^{-3}$  плотность галоледя, (кг/м<sup>3</sup>).

нагрузка от массы провода, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_1 := g \cdot \frac{G_0}{F_p} \quad \gamma_1 = 0.03603$$

нагрузка от массы галоледя, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_2 := \frac{g \cdot g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + b)}{F_p} \quad \gamma_2 = 0.076$$

нагрузка от массы провода и галоледя, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_3 := \gamma_1 + \gamma_2 \quad \gamma_3 = 0.11174$$



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$\alpha := 0.7$  коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета.

$q_{max} := 500$  скоростной напор ветра.

$C_a := 1.1$  аэродинамический коэффициент.

$$Q := \frac{v^2}{1.6} \quad Q = 525.625$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_4 := \frac{\alpha \cdot C_a \cdot Q \cdot d}{F_p} \cdot 10^{-4} \quad \gamma_4 = 0.00279$$

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_5 := \frac{\alpha \cdot C_a \cdot 0.25Q \cdot (d + 2 \cdot b) \cdot 10^{-4}}{F_p} \quad \gamma_5 = 2.065 \times 10^{-3}$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра на провод, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_6 := \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} \quad \gamma_6 = 0.036$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода массы гололеда и давления ветра, (кг/м\*мм<sup>2</sup>):

$$\gamma_7 := \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} \quad \gamma_7 = 0.112$$

### 5. Определяем критические пролеты ВЛ и исходный расчетный режим.

$\sigma_{max} := 197.15$  Напряжения проводов при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре, (Н/мм<sup>2</sup>) (СТО ФСК стр. 40).

$\sigma_{tmin} := 197.15$  температура, (Н/мм<sup>2</sup>) (СТО ФСК стр. 40).

$\sigma_a := 131.43$  Напряжение провода в режиме средней годовой температуры, (Н/мм<sup>2</sup>) (СТО ФСК стр. 40).

$\alpha := 17.9 \cdot 10^{-6}$  температурный коэффициент линейного расширения, (С<sup>-1</sup>) (СТО ФСК стр. 400).

$E := 93.7 \cdot 10^3$  модуль упругости провода (СТО ФСК стр. 40).

$t_{min} := -4.0$  минимальная температура воздуха, (С<sup>0</sup>).

$t_3 = 1.4$  ср. годовая температура воздуха, (С<sup>0</sup>).

$t_{max} = 20$  максимальная температура воздуха, (С<sup>0</sup>).

$t_{гол} = -10$  температура гололедообразования, (С<sup>0</sup>).

Критические пролеты, (м):

$$l_{кр} := \frac{2 \cdot \sigma_3}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ (\sigma_3 - \sigma_{tmin}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_3 - t_{min}) \right]}{1 - \left( \frac{\sigma_3}{\sigma_{tmin}} \right)^2}} \quad \gamma_1 = 0.036$$

$$l_{кр} = 151.031$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$I_{2кр} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ (\sigma_{\gamma_{max}} - \sigma_{tmin}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_{гол} - t_{min}) \right]}{\left( \frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left( \frac{\sigma_{\gamma_{max}}}{\sigma_{tmin}} \right)^2}} \quad I_{2кр} = 211.558$$

$$I_{3кр} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ (\sigma_{\gamma_{max}} - \sigma_3) \cdot \frac{1}{E} + \alpha \cdot (t_{гол} - t_3) \right]}{\left( \frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left( \frac{\sigma_{\gamma_{max}}}{\sigma_3} \right)^2}} \quad I_{3кр} = 220.176$$

Данному расчету соответствует второй расчетный случай:

$$I_{3кр} > I_{2кр} > I_{1кр}$$

это означает, что физический смысл имеет только:  $I_{3кр}$

Расчет проводится с ограничением напряжения при двух режим  $t_{min}$  и режим наибольших нагрузок

### 6. Систематический расчет провода.

**Расчетный режим 1:** Провода и тросы покрыты гололедом при скоростном напоре ветра

$$t_{1в} = -10 \quad \text{равном } 0.25 Q_{max}$$

$$\gamma_7 = 0.112$$

$$l_{габ} = 380 \text{ (м)}$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_1 - t_{гол})$$

$$\sigma_{1в} = \text{Find}(\sigma) \rightarrow (197.15 \quad -90.581228001314635553 + 165.86506363514956368i \quad -90.581228001314635553 - 165.86506363514956368i)$$

$$\sigma_1 = (197.15 \quad -90.581 + 165.865i \quad -90.581 - 165.865i)$$

$$\sigma_1 = 197.15$$

$$f_{1в} = \frac{\gamma_7 \cdot l_{габ}^2}{8 \cdot \sigma_1} \quad f_1 = 10.232 \text{ (м)}$$

**Расчетный режим 2:** Провода и тросы покрыты гололедом при отсутствии ветра  $Q_{max} = 0$

$$t_{2в} = -10$$

$$\gamma_1 = 0.036 \quad \gamma_3 = 0.112$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_3^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_3^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_2 - t_{гол})$$

$$\sigma_{2в} = \text{Find}(\sigma) \rightarrow (197.12820928563030974 \quad -90.570332644129790422 + 165.8461631205679171i \quad -90.570332644129790422 - 165.8461631205679171i)$$

$$\sigma_2 = (197.128 \quad -90.57 + 165.846i \quad -90.57 - 165.846i)$$

$$\sigma_2 = 197.129$$

$$f_{2в} = \frac{\gamma_3 \cdot l_{габ}^2}{8 \cdot \sigma_2} \quad f_2 = 10.231 \text{ (м)}$$

**Расчетный режим 3:** при скоростном напоре ветра равном  $Q_{max}$ , гололеда нет

$$t_{3в} = -10$$

$$\gamma_6 = 0.036$$

Given

$$\sigma - \frac{\gamma_6^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma_{max}} - \frac{\gamma_6^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma_{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_{гол})$$

$$\sigma_{3в} = \text{Find}(\sigma) \rightarrow (95.945098594042332092 \quad -39.978777298335801598 + 77.930949082160224825i \quad -39.978777298335801598 - 77.930949082160224825i)$$

$$\sigma_3 = (95.945 \quad -39.979 + 77.931i \quad -39.979 - 77.931i)$$

$$\sigma_3 = 95.945$$

$$f_{3в} = \frac{\gamma_6 \cdot l_{габ}^2}{8 \cdot \sigma_3} \quad f_3 = 6.798 \text{ (м)}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

**Расчетный режим 4:** Режим среднегодовой температуры при отсутствии гололеда и ветра +

$$t_{\text{ср}} = 0$$

$$Q_{\text{max}} = 0.$$

$$\gamma_1 = 0.036$$

Given

$$\sigma = \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{\text{раб}}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma \text{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{\text{раб}}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma \text{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_4 - t_{\text{гол}})$$

$$\sigma_4 := \text{Find}(\sigma) \rightarrow (89.84849853306609266 \quad -45.316627267847681883 + 78.03630648784189237i \quad -45.316627267847681883 - 78.03630648784189237i)$$

$$\sigma_4 = (89.848 \quad -45.317 + 78.036i \quad -45.317 - 78.036i)$$

$$\sigma_4 = 89.848$$

$$f_{\text{ср}} := \frac{\gamma_1 \cdot l_{\text{раб}}^2}{8 \cdot \sigma_4} \quad f_4 = 7.237 \quad (\text{м})$$

**Расчетный режим 5:** Режим при температуре +15 и отсутствии гололеда и ветра  $Q_{\text{max}} = 0.$

$$t_{\text{ср}} = 15 \quad \gamma_1 = 0.036$$

Given

$$\sigma = \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{\text{раб}}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma \text{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{\text{раб}}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma \text{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_5 - t_{\text{гол}})$$

$$\sigma_5 := \text{Find}(\sigma) \rightarrow (82.238845535674802029 \quad -54.091025769152036567 + 77.27177982570305469i \quad -54.091025769152036567 - 77.27177982570305469i)$$

$$\sigma_5 = (82.239 \quad -54.091 + 77.272i \quad -54.091 - 77.272i)$$

$$\sigma_5 = 82.239$$

$$f_{\text{ср}} := \frac{\gamma_1 \cdot l_{\text{раб}}^2}{8 \cdot \sigma_5} \quad f_5 = 7.907 \quad (\text{м})$$

**Расчетный режим 6:** Режим низшей температуры при отсутствии гололеда и ветра  $Q_{\text{max}} = 0.$

$$t_{\text{ср}} = -40$$

$$\gamma_1 = 0.036$$

Given

$$\sigma = \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{\text{раб}}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma \text{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{\text{раб}}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma \text{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_6 - t_{\text{гол}})$$

$$\sigma_6 := \text{Find}(\sigma) \rightarrow (118.45139136634834602 \quad -26.073473684488808561 + 74.142109771623079354i \quad -26.073473684488808561 - 74.142109771623079354i)$$

$$\sigma_6 = (118.451 \quad -26.073 + 74.142i \quad -26.073 - 74.142i)$$

$$\sigma_6 = 118.451$$

$$f_{\text{ср}} := \frac{\gamma_1 \cdot l_{\text{раб}}^2}{8 \cdot \sigma_6} \quad f_6 = 5.49 \quad (\text{м})$$

**Расчетный режим 7:** Режим максимальной температуры при отсутствии гололеда и ветра  $Q_{\text{max}} = 0.$

$$t_{\text{ср}} = 20$$

$$\gamma_1 = 0.036$$

Given

$$\sigma = \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{\text{раб}}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma \text{max}} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{\text{раб}}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma \text{max}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_7 - t_{\text{гол}})$$

$$\sigma_7 := \text{Find}(\sigma) \rightarrow (79.998054881529880789 \quad -57.163705442079575947 + 76.669950244573279872i \quad -57.163705442079575947 - 76.669950244573279872i)$$

$$\sigma_7 = (79.998 \quad -57.164 + 76.67i \quad -57.164 - 76.67i)$$

$$\sigma_7 = 79.998$$

$$f_{\text{ср}} := \frac{\gamma_1 \cdot l_{\text{раб}}^2}{8 \cdot \sigma_7} \quad \sigma_{\text{max}} = 211.59 \quad G_{\text{ср}} = 4.9 \quad f_7 = 8.128 \quad (\text{м})$$

### 7. Расчет тяжения провода при обрыве в соседнем пролете.

Расчет сводится к нахождению редуцированного тяжения провода и стрелы провеса в соседнем пролете.

$$\sigma_{\text{ср}} = \sigma_4$$

Определим начальное тяжение провода, (кг).

$$F_p = 296$$

$$H_0 := \sigma_3 \cdot F_p$$

$$H_0 = 26595.008$$

$$\sigma_4 = 89.848$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\sigma_{\max} = 211.59 \quad \sigma_{\min} = 211.59 \quad \sigma_{\lambda} = 9$$

Построим кривую " перемещение точки подвеса ".

Примем  $P_0 := \gamma_1 \cdot F_p$   $H_0 := 100, 200 \dots 30000$   $\lambda = 2.4$

$$f(H) = \frac{l_{\text{раб}}}{E \cdot F_p} \cdot (H_0 - H) + \frac{P_0^2 \cdot l_{\text{раб}}^3}{24} \cdot \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right)$$

$$g(H) = \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left( \frac{P_0 \cdot l_{\text{раб}} + G_T}{2 \cdot H} \right)^2}}$$

$$\frac{l_{\text{раб}}}{E \cdot F_p} \cdot (H_0 - H) + \frac{P_0^2 \cdot l_{\text{раб}}^3}{24} \cdot \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right)$$

0.867
0.217
0.096
0.054
0.035
0.024
0.018
0.014
0.011
$8.665 \cdot 10^{-3}$
$7.161 \cdot 10^{-3}$
$6.017 \cdot 10^{-3}$
$5.127 \cdot 10^{-3}$
$4.421 \cdot 10^{-3}$
$3.851 \cdot 10^{-3}$
...

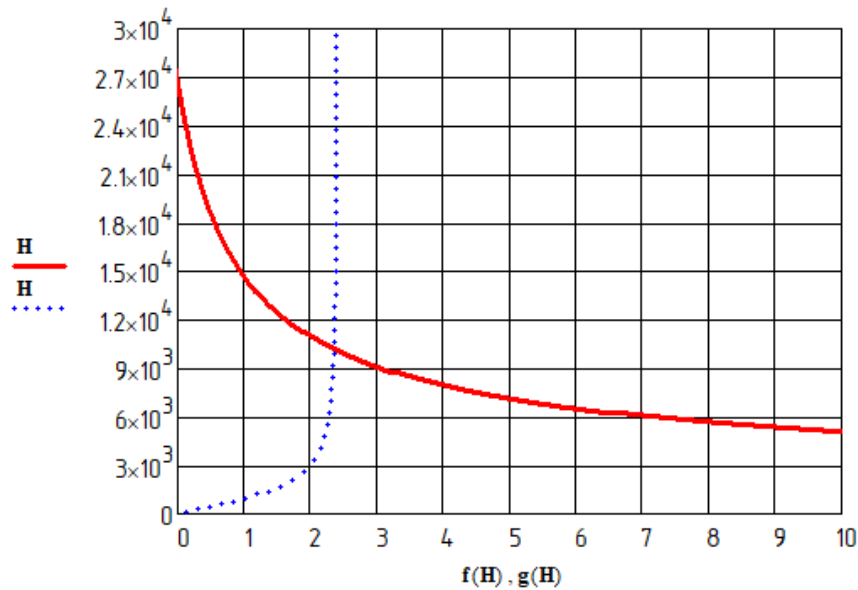
·30000

**H =**

$3.333 \cdot 10^{-3}$
$6.667 \cdot 10^{-3}$
0.01
0.013
0.017
0.02
0.023
0.027
0.03
0.033
0.037
0.04
0.043
0.047
0.05
...

·30000

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б



По полученным данным строим две кривые пересечение которых нам даст искомое значение  $H$ . Данное уравнение решим также аналитически.

$$H := 11000 \quad l_{\text{раб}} := 380$$

$$\frac{l_{\text{раб}}}{E \cdot F_p} \cdot (H_0 - H) + \frac{P_0 \cdot l_{\text{раб}}^3}{24} \cdot \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right) = 1.995$$

$$\frac{\lambda}{\sqrt{1 + \left( \frac{P_0 \cdot l_{\text{раб}} + G_T}{2 \cdot H} \right)^2}} = 2.36$$

Стрела провеса после обрыва провода в соседнем пролете.

$$i_{\text{п}} := 0.039$$

$$f := \frac{P_0 \cdot l_{\text{раб}}^2}{8 \cdot H}$$

$$f = 17.498$$

### 8. Расстановка опор по профилю трассы ВЛ.

Продольный профиль трассы ВЛ представляет собой очертания вертикального разреза вдоль трассы.

$$\sigma_7 = 79.998$$

$$x := -500 .. 500$$

$$i_{\text{п}} := \frac{\gamma_2}{\sigma_2 \cdot 8} \cdot 30^2 = 0.043$$

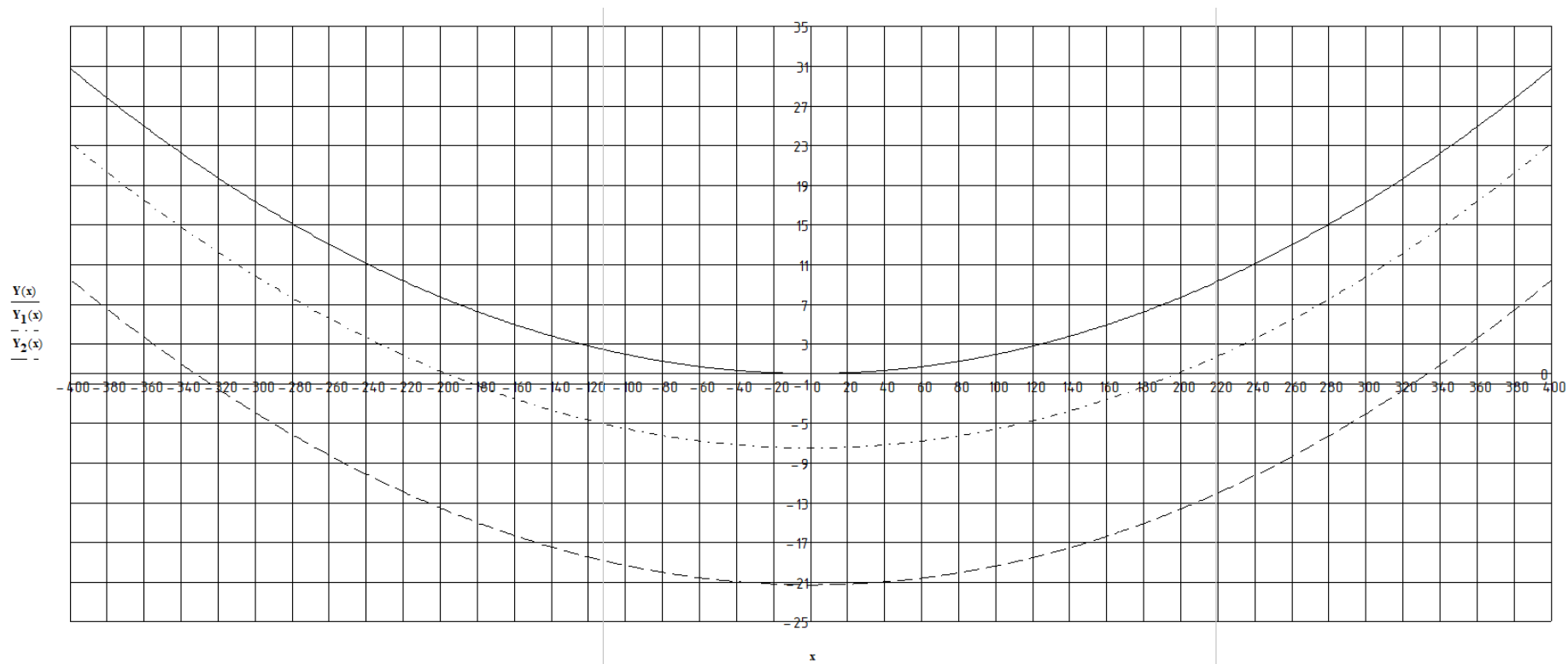
$$Y(x) := \frac{\gamma_2}{\sigma_2 \cdot 2} (x)^2$$

$$\gamma_7 = 0.112$$

$$Y_1(x) := Y(x) - 7.5$$

$$Y_2(x) := Y(x) - 21.3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б



**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
**Расчёт срока окупаемости проекта**

	Вариант 2	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Капиталовложения в ПС, млн. руб																						
Капиталовложения в ВЛ, млн. руб																						
Издержки по ПС, млн. руб	0																					
Издержки по ПС, млн. руб																						
<b>К</b>	23790		7930	7930	7930																	
<b>И</b>	1547					1547	1547	1547	1547	1547	1547	1547	1547	1547	1547	1547	1547	1547	1547	1547	1547	1547
<b>Сумма</b>			-7930	-7930	-7930	-1547	-1547	-1547	-1547	-1547	-1547	-1547	-1547	-1547	-1547	-1547	-1547	-1547	-1547	-1547	-1547	-1547
		0,8547009	0,730514	0,624371	0,53365	0,456111	0,389839	0,333195	0,284782	0,243404	0,208037	0,17781	0,151974	0,129892	0,111019	0,094888	0,081101	0,069317	0,059245	0,050637	0,04328	
		-6777,778	-5792,97	-4951,26	-825,557	-705,604	-603,08	-515,453	-440,558	-376,546	-321,834	-275,072	-235,104	-200,944	-171,747	-146,792	-125,463	-107,234	-91,6526	-78,3356	-66,9535	
Генерация СЭС, МВт	530																					
Стоимость э/э, руб. кВтч	4,91																					
<b>Эффект</b>	15613,8				15613,8	15613,8	15613,8	15613,8	15613,8	15613,8	15613,8	15613,8	15613,8	15613,8	15613,8	15613,8	15613,8	15613,8	15613,8	15613,8	15613,8	15613,8
<b>Сумма 2</b>			-7930	-7930	-7930	14066,8	14066,8	14066,8	14066,8	14066,8	14066,8	14066,8	14066,8	14066,8	14066,8	14066,8	14066,8	14066,8	14066,8	14066,8	14066,8	14066,8
<b>Сумма 2 дисконт</b>			-6777,778	-5792,97	-4951,26	7506,748	6416,024	5483,782	4686,993	4005,977	3423,912	2926,42	2501,214	2137,79	1827,171	1561,684	1334,773	1140,832	975,0697	833,3929	712,3016	608,8048
<b>ГРАФИК</b>		0	-6777,778	-12570,8	-17522	-10015,3	-3599,24	1884,546	6571,538	10577,52	14001,43	16927,85	19429,06	21566,85	23394,02	24955,71	26290,48	27431,31	28406,38	29239,77	29952,07	30560,88
Потери мощности в реиме максимальных нагрузок, МВт	22,18																					
Стоимость потерь э/э, тыс. руб. МВтч в месяц	203,258																					
<b>Кэффициент дисконтирования</b>	0,17																					