

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

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
«02» 07 2020 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Инновационное развитие электрических сетей 35-110 кВ филиала  
АО «ДРСК» «Хабаровские электрические сети» при подключении  
подстанции Аэродром

Исполнитель  
студент группы 842-ом1

  
18.06.2020  
подпись, дата

Е.В. Суханов

Руководитель  
докт. техн.наук,  
профессор

  
22.06.2020  
подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель  
магистерской  
программы докт.  
техн.наук, профессор

  
22.06.2020  
подпись, дата

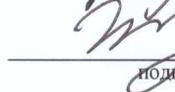
Н.В. Савина

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
22.06.2020  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент

  
06.07.2020  
подпись, дата

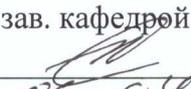
Ж Дайкин Д.Н.

**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

И.о. зав. кафедрой

  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« 06 » 04 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Суханова Евгения Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Инновационное развитие электрических сетей 35-110 кВ филиала АО «ДРСК» «Хабаровские электрические сети» при подключении подстанции «Аэродром»

(утверждено приказом от 10.03.2020г. № 548-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 14.06.2020 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема электрических соединений Хабаровских электрических сетей в 2019г.; нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Хабаровского РДУ в 2019г.; схема потокораспределения Хабаровских электрических сетей 2019г.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): описание района, прогнозирование нагрузок, расчет режима, выбор варианта, инновационное развитие, КРУ, капиталовложения, ЧДД, издержки, токи КЗ.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_\_\_\_\_  
2 листа графической части, 21 рисунок, 52 таблицы, 5 приложений, 32 источника.

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

7. Дата выдачи задания 11.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, докт. техн. наук, профессор,

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

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 122 с., 52 формулы, 21 рисунок, 52 таблицы и 32 источника.

ОПИСАНИЕ РАЙОНА, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАГРУЗОК, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ВЫБОР ВАРИАНТА, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ, МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ОПОРЫ, КРУ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ЧДД, ИЗДЕРЖКИ, ТОКИ КЗ.

В данной магистерской диссертации работе произведена разработка инновационной схемы подключения ПС Аэродром в Хабаровском крае (Комсомольский энергетический район). Выполнен анализ схемно-режимной ситуации. Были предложены варианты подключения ПС Аэродром к действующей сети, а также вариант инновационного развития подстанции на основе «Smart Grid». Выполнены расчеты нормального и послеаварийного установившегося режимов, а также расчет токов короткого замыкания. Выбрано оборудование, устанавливаемое при строительстве ПС (силовые трансформаторы, опоры, провода, выключатели и разъединители). На основании расчета экономической эффективности выбран оптимальный вариант подключения проектируемой подстанции. (МД) были использованы программно-вычислительные комплексы RastrWin 3 и Mathcad 15, а также во время подготовки графической части ВКР была использована программа Microsoft Visio 2010.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения .....	6
Введение.....	7
1 Климатическая и географическая характеристика района проектирования	10
2 Структурный анализ электрической сети района проектирования .....	12
2.1. Анализ источников питания .....	14
2.2 Структурный анализ ЛЭП.....	17
2.3 Структурный анализ ПС на рассматриваемом участке электрической сети .....	18
3 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети.....	21
3.1 Прогнозирование нагрузок .....	21
3.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети.....	25
3.2.1 Анализ режимов существующей сети .....	36
4 Проектирование развития электрической сети для подключения ПС Аэродром.....	40
4.1 Прогнозирование нагрузок .....	41
4.2. Разработка вариантов подключения ПС Аэродром к существующей сети .....	43
4.3 Выбор номинального напряжения .....	53
4.3.1 Определение номинального напряжения для варианта №1 .....	54
4.3.2 Определение номинального напряжения для варианта №2 .....	54
4.3.3 Определение номинального напряжения для варианта №3 .....	55
4.4 Компенсация реактивной мощности на ПС Аэродром.....	55
4.5 Выбор сечения провода для выбранных вариантов .....	57
4.6 Выбор силовых трансформаторов.....	60
5. Расчёт и анализ установившихся режимов после подключения ПС Аэродром.....	63

5.1.Нормальный установившийся режим .....	63
5.2. Послеаварийный установившийся режим.....	67
6 Выбор оборудования 110/ 10 кВ ПС Аэродром.....	71
6.1. Расчет ТКЗ в ПВК RastrWin 3.....	71
6.2 Выбор выключателей.....	77
6.3 Выбор КРУ 10кВ .....	83
6.3.1 Преимущества КРУ-СЭЩ-63 6 (10) кВ.....	84
6.3 Выбор разъединителей .....	85
6.4 Выбор трансформаторов тока.....	87
6.5 Выбор трансформаторов напряжения.....	92
6.6 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	94
6.7 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений .....	95
6.8.Выбор опор .....	97
7. Инновационные технологии при проектировании электрической сети ...	100
8 Выбор оптимального варианта развития сети .....	108
8.1 Капиталовложения.....	108
8.2 Расчет эксплуатационных издержек .....	109
8.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети .....	111
8.4 Оценка экономической эффективности вариантов .....	112
8.4.2 Оценка рентабельности выбранного варианта .....	116
Заключение .....	118
Библиографический список .....	119
Приложение А.....	123
Приложение Б.....	132
Приложение В.....	151
Приложение Г.....	159
Приложение Д.....	179

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ЛЭП – линия электрических передач;

ВН – высокое напряжение;

СН – среднее напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

НН – низкое напряжение;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КРУ – комплектно-распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ХХ – холостой ход;

ПВК – программно-вычислительный комплекс.

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время Россия переносит большие изменения в области электроэнергетики и ее отрасли. В связи с этим создаются новые проекты, схемы и стратегии развития по энергосбережению страны. С 13 ноября 2019 года утверждена энергетическая стратегия развития электроэнергетики страны в период до 2030 года включительно. Данная стратегия ставит цели и задачи для долгосрочного развития электроэнергетической отрасли России на планируемый период времени. Основным направлением, исходя из положений стратегии развития, является переход к развитию на инновационной основе и формирование инфраструктуры новой экономики. Основными задачами также являются повышение уровня надёжности, управляемости и качества электроэнергетики в России.

Актуальность выбранной темы магистерской диссертации заключается в том, что в настоящее время Комсомольский энергетический район в Хабаровском крае нуждается в дополнительном электроснабжении объектов реконструкции и нового строительства аэродрома «Хурба». В рамках современного развития передовых технологий эту проблему можно эффективно решить при помощи проектирования новой ПС на инновационной основе, благодаря которой возможно обеспечить требуемый уровень качества и надёжности электроэнергетической сети.

Объект исследования – электроэнергетические сети 110 кВ Комсомольского энергетического района.

Предмет исследования – проектирование подстанции ПС «Аэродром» на инновационной основе в Хабаровском крае.

Целью данной магистерской диссертации является разработка инновационной схемы подключения ПС Аэродром к существующей электрической сети Хабаровского края.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

- выявить основные климатические и географические особенности района проектирования;
- произвести анализ схемно-режимной ситуации электрической сети, к которой планируется подключение ПС Аэродром;
- разработать мероприятия, направленные на повышение эффективности функционирования заданного энергорайона в нормальных и послеаварийных режимах;
- разработать варианты подключения ПС Аэродром.
- произвести расчет токов короткого замыкания и выбрать вводные выключатели для подключения ПС Аэродром;
- определить оптимальный вариант инновационного развития сети на основании расчёта экономической эффективности.

Научная новизна данной магистерской диссертации заключается в разработке и анализе вариантов подключения ПС Аэродром к существующей сети Комсомольского энергетического района.

Практической значимостью выбранной темы магистерского исследования выступает проектирование электроэнергетической сети на инновационной основе с помощью ввода нового энергетического объекта, что положительно скажется на качестве, надёжности и управлении электроснабжения объектов строительства и реконструкции аэропорта «Хурба» в Хабаровском крае .

Графическая часть магистерской диссертации представлена однолинейной схемой электрической сети и проектируемой подстанции, а также иллюстрацию вариантов подключения ПС Аэродром к существующей сети комсомольского энергетического района.

Хабаровский край входит в число крупнейших по размерам административно-территориальных образований РФ, расположен в центральной части российского Дальнего Востока. Территория края простирается с юга на север на 1 800 км, с запада на восток - на 125-750 км.

Расстояние от административного центра, до Москвы по железной дороге - 8 533 км, а по воздуху - 6 075 км.

Общая численность населения края составляет 1,9 млн. человек, средняя плотность - 2,2 чел/кв.км - одна из самых низких среди всех субъектов Федерации. Хабаровск является главным и самым крупным городом на территории Хабаровского края.

Распределение населения по территории края крайне неравномерно: наиболее плотно заселена южная часть (Бикинский район - 11,8 чел/км<sup>2</sup>), наименее плотно - северная (Аяно-Майский район - 0,03 чел/км<sup>2</sup>). 78% населения проживает в городах и 22% в сельской местности.

В настоящее время Хабаровский край включает в себя 236 муниципальных образований: 29 городских поселений, 188 сельских поселений, 2 городских округа (Хабаровск, Комсомольск-на-Амуре), 17 муниципальных районов. Наиболее крупные города: Хабаровск, Комсомольск-на-Амуре, Амурск, Советская Гавань, Николаевск-на-Амуре.

В экономике края ведущую роль играет промышленность (60% совокупного регионального продукта). Край вырабатывает 22% промышленной продукции всего Дальнего Востока и 1,2% промышленной продукции России. Основными отраслями являются машиностроение и металлообработка, пищевая промышленность, лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность, промышленность строительных материалов.

Удельный вес продукции лесного комплекса в общем объеме промышленной продукции края оценивается в 3%. Хабаровский край производит 44% всей деловой древесины, заготавливаемой на Дальнем Востоке, 35% пиломатериалов, 63% целлюлозы, 44% древесно-стружечных плит, 65% картона. Основные предприятия комплекса сосредоточены в его южной и центральной частях и тяготеют к железнодорожным транспортным магистралям и морскому побережью.

## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ И ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Подстанция Аэродром расположена в двух километрах к югу от с. Хурба Комсомольского района Хабаровского края и примерно на таком же расстоянии от Комсомольского Аэропорта «Хурба». ПС Аэродром расположена не в городской местности.

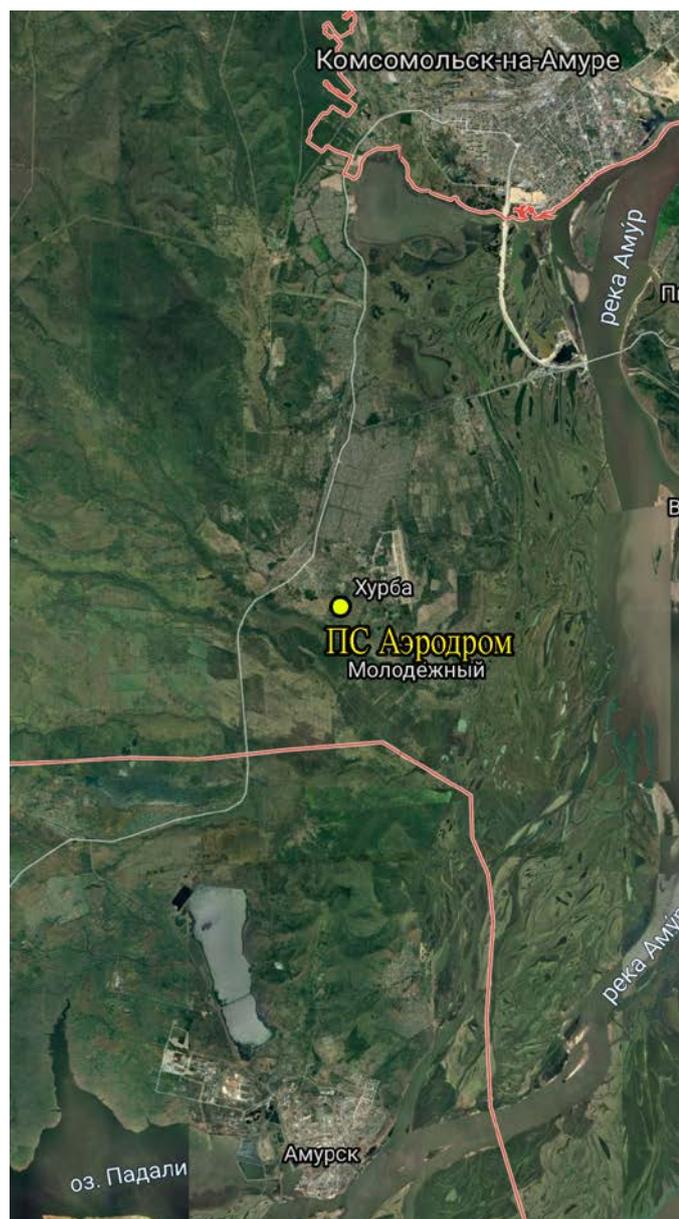


Рисунок 1 – Местоположение ПС Аэродром на карте в Комсомольском районе

Комсомольский район расположен в центральной части Хабаровского края. Общая площадь района — 25 230 км<sup>2</sup>. Район граничит на севере

с Солнечным районом, на востоке — с Ульчским, на юго-востоке — с Ванинским, на юге — с Нанайским, на западе — с Амурским. Выхода к морю не имеет. Район относится к местностям, приравненным к районам Крайнего Севера.

Комсомольский район занимает право- и левобережье реки Амур, по характеру рельефа может быть разделён на две части — низменные места поймы реки Амур и его притоков и возвышенности, подступающие к правому и левому берегу Амура. К правому берегу Амура подходят горные отроги системы Сихотэ-Алиня, местами отодвигаются от берега, уступая место низменным равнинам поймы. Рельеф левого берега реки Амура и нижней части бассейна её притока Горина имеет более сложный характер — здесь широко распространены невысокие плосковершинные возвышенности. Климат района континентальный, муссонный, с ясной, сухой, холодной зимой и пасмурным дождливым летом. Относительная влажность воздуха высокая в течение всего года – годовое количество осадков на равнинной части 500-550 мм. На теплое время года приходится 75-85% годовой суммы осадков. Весна прохладная, затяжная, осень теплая. Зимой равнинные почвы промерзают до двух метров. Зима продолжительная. Средняя температура января составляет  $-24,9^{\circ}\text{C}$  , июля –  $+20,0^{\circ}\text{C}$  . Продолжительность безморозного периода 119 дней, периода с температурой выше  $10^{\circ}\text{C}$  –100-110 дней в году. Базовой отраслью экономики района является лесопромышленный комплекс. В районе ведется добыча и переработка рыбы, добыча золота, функционируют сельскохозяйственные, охотопромысловые предприятия, а также предприятия торговли и общественного питания.

Сейсмичность Комсомольского района оценивается в 8 баллов. Периодически раз в 3-4 года в городе ощущаются толчки силой 4-5,5 балла. 24 сентября 2010 года на Дальнем Востоке произошло землетрясение силой 5,2 баллов, толчки в виде покачивания люстр и дребезжания посуды можно было почувствовать жителям верхних этажей зданий в Комсомольске-на-Амуре).

## 2 СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Для дальнейшего проектирования необходимо произвести анализ схемно-режимной ситуации электрической сети, к которой будет подключена ПС Аэродром. Для структурного анализа принимаем участок электрической сети, связывающий между собой следующие станции и подстанции: ПС Комсомольская, ПС Гайтер, ПС Картель, ПС Пивань, ПС Хурба, ПС Амурмаш, ПС ЛДК, Амурская ТЭЦ-1, ПС Падали и ПС Эльбан.

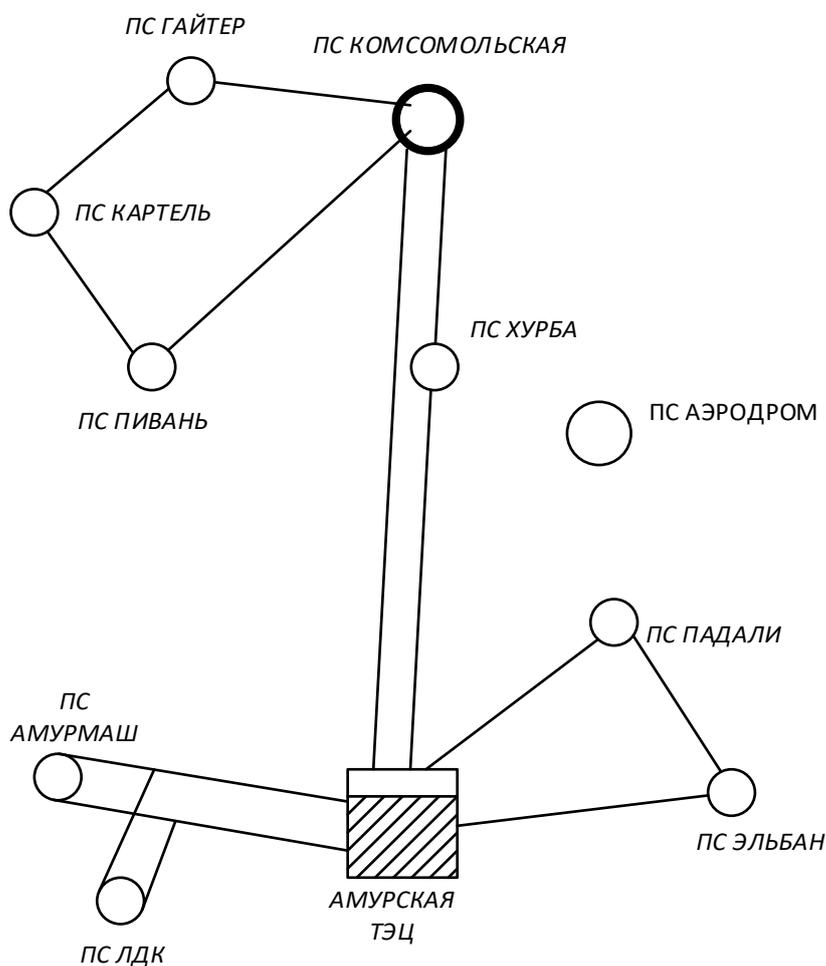


Рисунок 2 – Граф рассматриваемого участка сети



Рисунок 3 – Расположение ПС Аэродром на карте относительно рассматриваемого участка сети

## 2.1. Анализ источников питания

Ближайшими источниками питания, от которых может получать питание ПС Аэродром является Амурская ТЭЦ-1 и ПС 500 кВ Комсомольская.

Амурская ТЭЦ-1 связана линиями 110 кВ с ПС Амурмаш, ПС ЛДК, ПС Падали и ПС Эльбан.

Амурская ТЭЦ-1 – тепловая электростанция в городе Амурске, Хабаровского края. Основной источник энерго- и теплоснабжения Амурска. Входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу РусГидро), филиал «Хабаровская генерация».

Амурская ТЭЦ-1 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию (теплоэлектроцентраль) с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции – 285 МВт, установленная тепловая мощность – 1169 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды, ТЭЦ имеет в своём составе две группы основного оборудования: с давлением пара 100 кгс/см<sup>2</sup> и температурой 540°С (турбоагрегаты № 1-4) и давлением пара 140 кгс/см<sup>2</sup> и температурой 560°С (турбоагрегат № 5). В качестве топлива используется каменный и бурый уголь различных месторождений (для всех энергетических котлоагрегатов), природный газ сахалинских месторождений (3 из 9 энергетических котлоагрегатов), мазут (водогрейные котлы). Основное оборудование станции включает в себя:

- Турбоагрегат № 1 мощностью 25 МВт, в составе турбины ПР-25-90/8,5/1,2 с генератором ТВС-32, введён в 1980 году;
- Турбоагрегат № 2 мощностью 60 МВт, в составе турбины ПТ-60-90/13 с генератором ТВФ-60-2, введён в 1967 году;
- Турбоагрегат № 3 мощностью 60 МВт, в составе турбины ПТ-60-90/13 с генератором ТВФ-63-2, введён в 1968 году;

- Турбоагрегат № 4 мощностью 60 МВт, в составе турбины ПТ-60-90/13 с генератором ТВФ-63-2, введён в 1974 году;
- Турбоагрегат № 5 мощностью 80 МВт, в составе турбины ПТ-80/100-130/13 с генератором ТВФ-120-2, введён в 1987 году.

Пар для турбоагрегатов вырабатывают 9 энергетических котлов: пять БКЗ-220-100Ф, два БКЗ-220-100-9 и два БКЗ-210-140. Также в состав станции входит центральная водогрейная котельная, в которой установлены четыре водогрейных котла КВГМ-100, работающих на мазуте; в связи с дороговизной топлива и избыточностью тепловой мощности станции, эти котлы не эксплуатируются и находятся на консервации. Система технического водоснабжения оборотная, с использованием градирен. Выдача электроэнергии станции в энергосистему производится с закрытых распределительных устройств (ЗРУ) напряжением 35 и 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Эльбан (С-87);
- ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Падали — Эльбан (С-88);
- ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Комсомольская (С-71);
- ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Хурба (С-72);
- ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — ЛДК (С-89);

РУ 110 кВ выполнено по схеме – 13Н-Две рабочие и обходная системы шин, РУ 35 кВ выполнено по схеме – 9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин. Связь между РУ осуществляется с помощью двух трансформаторов марки ТДТН-63000/110 кВ.

На Амурской ТЭЦ-1 установлено 3 трансформатора:

- 1 двухобмоточный трансформатор ТДЦ-125000/110/10 кВ;
- 2 трехобмоточных трансформатора ТДТН-63000/110/35/6 кВ

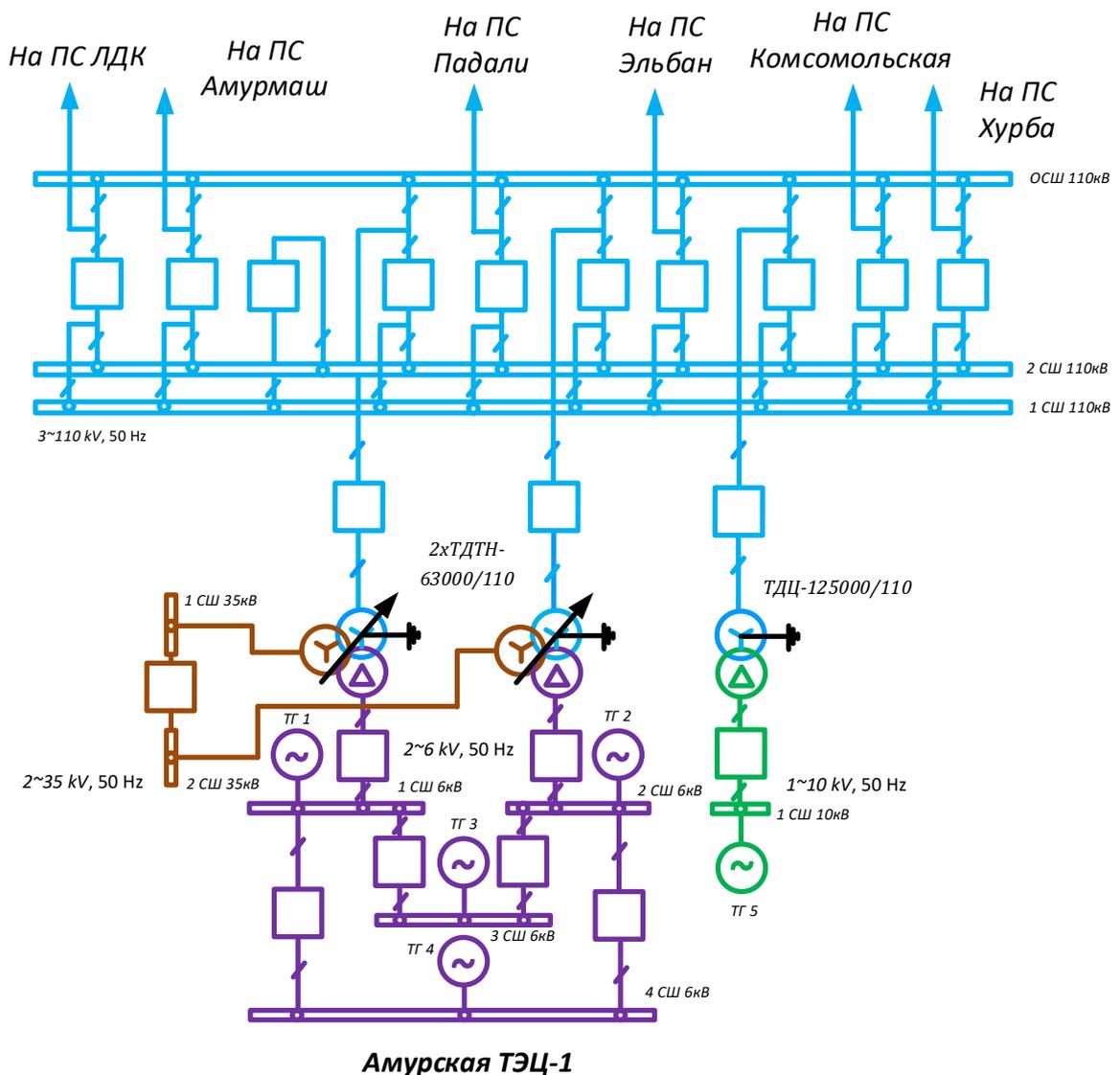


Рисунок 4 – Однолинейная схема Амурской ТЭЦ-1

Второй подстанцией, от которой возможно организовать питание для ПС Аэродром является ПС 500 кВ Комсомольская. Данная подстанция расположенная в 10 км от города Комсомольск-на-Амуре в районе озера Мылки.

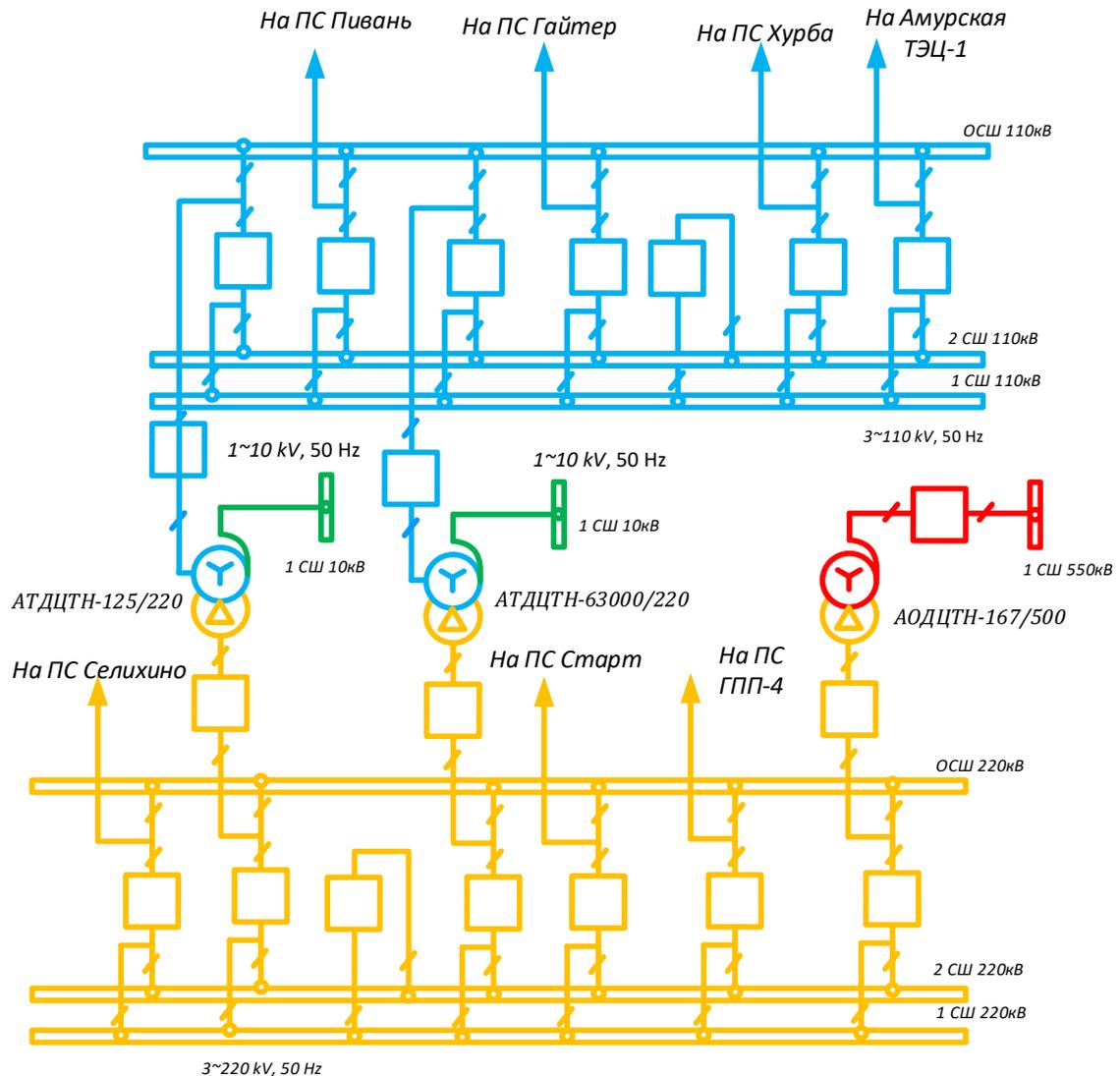
Передача электроэнергии в энергосистему осуществляется по линиям 500, 220, 110 и 10 кВ. На рисунке 5 указаны ПС с которыми соединена ПС Комсомольская посредством ВЛ с номинальным напряжением 220 и 110кВ.

Схема ОРУ 500 кВ – 6Н Треугольник.

В качестве схемы РУ 110 и 220кВ на ПС Комсомольская использована 13Н – Две рабочие и обходная система шин.

На ПС Комсомольская установлены автотрансформаторы марки:

- АОДЦТН-167000/500/220/110 кВ – 1 шт;
- АТДЦТН-125000/220/110/10 кВ – 1 шт;
- АТДЦТН-63000/220/110/10 кВ – 1 шт.



### **ПС Комсомольская**

Рисунок 5 – Однолинейная схема ПС Комсомольская

## **2.2 Структурный анализ ЛЭП**

На рассматриваемом участке сети все линии электропередач выполнены в воздушном варианте. Анализ ЛЭП приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Марка и сечение линии	Длина линии, км
ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 – ПС «ЛДК»	110	АСО-300/39	6,6
ВЛ 110кВ ПС «ЛДК» – ПС «Амурмаш»		АСО-300/39	5,6
ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 – ПС «Падали»		АС-120/19	42,6
ВЛ 110кВ ПС «Падали» - ПС «Эльбан»	110	АС-120/19	0,6
ВЛ 110кВ ПС «Эльбан» - Амурская ТЭЦ-1		АС-120/19	41,3
ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 – ПС «Хурба»		АС-150/24	21,12
ВЛ 110кВ ПС «Хурба» - ПС «Комсомольская»		АС-150/24	11,96
ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 – ПС «Комсомольская»		АС-150/24	33,08
ВЛ 110кВ ПС «Комсомольская» - ПС «Гайтер»		АС-300/39	34,2
ВЛ 110кВ ПС «Гайтер» - ПС «Картель»		АС-185/29	10,05
ВЛ 110кВ ПС «Картель» - ПС «Пивань»		АС-120/19	21,5
ВЛ 110кВ ПС «Пивань» - ПС «Комсомольская»		АС-150/24	12,0

Суммарная длина ВЛ 110 кВ представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U <sub>НОМ</sub> , кВ	Суммарная протяженность, км
110	240,61

### 2.3 Структурный анализ ПС на рассматриваемом участке электрической сети

В данном пункте выделим подстанции в рассматриваемом участке сети Комсомольского энергетического района (КЭР) по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки, установленных на них трансформаторов.

Таблица 3 – Классификация подстанций в рассматриваемом участке сети по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ (110 кВ)
Амурская ТЭЦ-1	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС ЛДК	Блок (линия-трансформатор) с разъединителем(1)
ПС Амурмаш	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Падали	Блок (линия-трансформатор) с разъединителем(1)
ПС Эльбан	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Хурба	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтно перемычкой со стороны трансформаторов(5АН)
ПС Комсомольская	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Гайтер	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Картель	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтно перемычкой со стороны трансформаторов(5АН)
ПС Пивань	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4Н)

Таблица 4 – Классификация подстанций по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
Амурская ТЭЦ-1	Проходной
ПС ЛДК	Ответвительный
ПС Амурмаш	Тупиковый
ПС Падали	Проходной
ПС Эльбан	Проходной
ПС Хурба	Проходной
ПС Комсомольская	Проходной
ПС Гайтер	Проходной
ПС Картель	Проходной
ПС Пивань	Проходной

Таблица 5 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Наименование трансформатора
Амурская ТЭЦ-1	1 шт –ТДЦ-125000/110/10 кВ 2 шт – ТДТН-63000/110/35/6 кВ
ПС ЛДК	2 шт – ТРДН-40000/110/10 кВ
ПС Амурмаш	2 шт – ТРДН-25000/110/10 кВ
ПС Падали	1 шт – ТМН-2500/110/6 кВ
ПС Эльбан	2 шт – ТДТН 16000/110/35/10 кВ
ПС Хурба	1 шт – ТДТН-10000/110/35/10 кВ 1 шт – ТДТН 16000/110/35/10 кВ
ПС Комсомольская	1 шт – АОДЦТН-167000/500/220/110 кВ 1 шт –АТДЦТН-125000/220/110/10 кВ 1 шт – АТДЦТН-63000/220/110/10 кВ
ПС Гайтер	2 шт – ТРДН-40000/110/10 кВ
ПС Картель	2 шт – ТДН-10000/110/10 кВ
ПС Пивань	2 шт – ТДН-10000/110/10 кВ

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с преобладающими сильными и слабыми связями. В рассматриваемом энергетическом районе 10 подстанций, большинство из которых являются двух трансформаторными. В сети преобладают линии с номинальным напряжением 110 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением АС-120/19 и АС-150/24. Большинство оборудования уже морально и технически устарело , соответственно, нуждается в замене.

### 3 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [19].

Для расчёта режимов использовался ПВК RastrWin 3. В качестве исходных данных использовались:

- Схема нормального режима электрических соединений Хабаровских электрических сетей, осенне-зимний режим 2019 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики входящих в ОЗ Хабаровского РДУ в 2019 г;
- Схема потокораспределения Хабаровских электрических сетей 18.12.2019 г.

Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше - замкнутые;
- точки размыкания сетей 110 кВ должны быть обоснованы.

#### **3.1 Прогнозирование нагрузок**

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих подстанций.

Таблица 6 – Действующие нагрузки на ПС рассматриваемого участка сети

Наименование ПС	Весенне-летний период			Осенне-зимний период		
	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$
Амурская ТЭЦ-1	89,00	20,70	0,233	110,20	23,00	0,209
ПС ЛДК	1,40	0,90	0,643	1,60	1,10	0,688
ПС АЦП	1,60	1,10	0,688	1,70	1,20	0,706
ПС Падали	1,20	0,60	0,500	1,10	0,80	0,727
ПС Эльбан	6,80	5,80	0,853	9,70	7,30	0,753
ПС Хурба	4,20	2,90	0,690	5,30	3,60	0,679
ПС Комсомольская	85,30	6,00	0,081	104,00	7,60	0,073
ПС Гайтер	2,00	0,90	0,450	2,60	1,10	0,423
ПС Картель	1,40	0,30	0,214	1,80	0,20	0,111
ПС Пивань	0,90	0,20	0,222	1,10	2,00	0,182

Произведем расчет вероятностных характеристик и коэффициентов:

- средняя мощность:

$$P_{CP} = \frac{1}{T} \cdot \sum P_i \cdot t_i, \quad (1)$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum P_i^2 \cdot t_i} \quad (2)$$

- коэффициент максимума:

$$K_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{P_{CP}}, \quad (3)$$

- коэффициент формы:

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}}. \quad (4)$$

Таблица 7 – Значения вероятностных характеристик и коэффициентов (осенне-зимний период)

Наименование ПС	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$P_{\text{max}}$ , МВт	$Q_{\text{ср}}$ , Мвар	$Q_{\text{эф}}$ , Мвар	$Q_{\text{max}}$ , Мвар
Амурская ТЭЦ-1	55,10	63,62	110,20	11,50	13,28	23,00
ПС ЛДК	0,80	0,92	1,60	0,55	0,64	1,10
ПС Амурмаш	0,85	0,98	1,70	0,60	0,69	1,20
ПС Падали	0,55	0,64	1,10	0,40	0,46	0,80
ПС Эльбан	4,85	5,60	9,70	3,65	4,22	7,30
ПС Хурба	2,65	3,06	5,30	1,80	2,08	3,60
ПС Комсомольская	52,00	60,04	104,00	3,80	4,39	7,60
ПС Гайгер	1,30	1,50	2,60	0,55	0,64	1,10
ПС Картель	0,90	1,04	1,80	0,10	0,12	0,20
ПС Пивань	0,55	0,64	1,10	0,10	0,12	2,00

Таблица 8 – Значения вероятностных характеристик и коэффициентов (весенне-летний период)

Наименование ПС	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$P_{\text{max}}$ , МВт	$Q_{\text{ср}}$ , Мвар	$Q_{\text{эф}}$ , Мвар	$Q_{\text{max}}$ , Мвар
Амурская ТЭЦ-1	44,50	51,38	89,00	10,35	11,95	20,70
ПС ЛДК	0,70	0,81	1,40	0,45	0,52	0,90
ПС Амурмаш	0,80	0,92	1,60	0,55	0,64	1,10
ПС Падали	0,60	0,69	1,20	0,30	0,35	0,60

Продолжение таблицы 8

Наименование ПС	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$Q_{cp}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{max}$ , Мвар
ПС Эльбан	3,40	3,93	6,80	2,90	3,35	5,80
ПС Хурба	2,10	2,43	4,20	1,45	1,67	2,90
ПС Комсомольская	42,65	49,25	85,30	3,45	3,98	6,90
ПС «Гайтер	1,00	1,16	2,00	0,45	0,52	0,90
ПС Картель	0,70	0,81	1,40	0,15	1,73	0,30
ПС Пивань	0,45	0,52	0,90	0,10	0,12	0,20

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118.-2003 расчёт режимов следует осуществлять [11]:

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (5)$$

где  $P^{баз}$  – базовая мощность;

$\varepsilon$  – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2017-2023 гг.;

$N$  – Срок выполнения прогноза 5 лет.

В качестве примера определим прогнозируемые мощности для Амурской ТЭЦ-1.

$$P^{прог} = 110,2 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 128,56 \text{ МВт};$$

$$Q^{прог} = 23 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 26,83 \text{ МВар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС в рассматриваемой сети. Подробный расчёт для представлен в приложении А данной магистерской диссертации.

Данные расчета прогнозируемых нагрузок представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Прогнозируемые нагрузки

Наименование ПС	Активная нагрузка, МВт (осенне-зимний период)			Реактивная нагрузка, Мвар (осенне-зимний период)		
	$P_{ср}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$Q_{ср}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{max}$ , Мвар
Амурская ТЭЦ-1	64,28	74,22	128,56	11,50	13,28	23,00
ПС ЛДК	0,93	1,08	1,87	0,55	0,64	1,10
ПС Амурмаш	0,99	1,15	1,98	0,60	0,69	1,20
ПС Падали	0,64	0,74	1,28	0,40	0,46	0,80
ПС Эльбан	5,67	6,53	11,32	3,65	4,22	7,30
ПС Хурба	3,09	3,57	6,18	1,80	2,08	3,60
ПС Комсомольская	60,66	70,05	121,38	3,80	4,39	7,60
ПС Гайтер	1,52	1,75	3,03	0,55	0,64	1,10
ПС Картель	1,05	1,21	2,10	0,10	0,12	0,20
ПС Пивань	0,64	0,74	1,28	0,10	0,12	0,20

Для дальнейшего проектирования и расчета режимов электрической сети используем прогнозированные нагрузки, представленные в таблице 9.

### 3.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Определение параметров рабочего установившегося режима электрической сети (напряжения, тока, потокораспределения, потерь мощности) составляет задачу расчёта режима сети.

При решении задачи проектирования электрических сетей необходимо оценить условия, в которых будут работать потребители и оборудование

электрической сети. Эта оценка позволяет установить допустимость анализируемого режима при передаче по сети заданных мощностей, при подключении новых и отключении действующих элементов сети. Помимо этого, такие расчеты дают возможность предусмотреть меры для обеспечения требуемого качества электроэнергии и определить условия для оптимизации производства, передачи и распределения электроэнергии.

Расчет режима сети в общем случае представляет собой весьма сложную задачу, связано это прежде всего с большим количеством элементов. Поэтому расчеты параметров установившихся режимов обычно выполняют автоматически формализованными методами с помощью ЭВМ. В данном случае расчет был выполнен в ПВК «RastrWin 3». В качестве исходных данных использовались:

- Главная схема распределительной сети 110 кВ филиала ХЭС на 2019;
- Схема потокораспределения ХЭС (зимний максимум 2019г.).

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118.-2003 [11] расчёт режимов следует осуществлять:

Расчет нормальной схемы (режима) сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

- для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (автотрансформатор электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Исходными данными для расчета установившегося режима в ПВК «RastrWin3» являются значения элементов схемы замещения электрической

сети, коэффициенты трансформации и каталожные данные трансформаторов. Линии электрических передач вводятся параметрами, описывающими П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ, ВДТ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную. Иными словами, линии электрических передачи задаются в программе «RastrWin 3» с помощью активного и реактивного сопротивления, а также проводимостью на землю, которые берутся из каталога и умножаются на длину линии. Трансформаторы помимо сопротивлений каждой ступени напряжения и проводимостей, задаются еще и коэффициентами трансформации.

Эквивалентом сети рассматриваемого района были выбраны сети с напряжением 110 кВ, а также произведён расчёт режима согласно однолинейной схеме электрической сети и схемы потокораспределения.

Был произведен расчет установившегося режима нормального, а также послеаварийного с учетом отключения воздушной линии и одного из трансформаторов.

Рассчитаем установившийся режим 110 кВ рассматриваемого района.

Таблица 10 – Исходные данные для расчёта установившегося режима в ПВК «RastrWin 3»

Тип ветви	Наименование ветви	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	K <sub>тр</sub>
Тр-р	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 1	0,483	22,036	33,076	1,000
Тр-р	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 2	0,483	22,036	33,076	1,000
Тр-р	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 НН1	0,375	12,293	46,236	0,087
Тр-р	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 СН1	0,483			0,335
Тр-р	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 НН2	0,483			0,054

Продолжение таблицы 10

Тип ветви	Наименование ветви	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	K <sub>тр</sub>
Тр-р	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 1	2,876	88,809	11,973	1,000
Тр-р	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 2	5,026	142,080	8,218	1,000
Тр-р	Хурба Нейтраль 1 - Хурба СН 1	2,010	-0,481		0,335
Тр-р	Комсомольская 220 - Комсомольская Нейтраль	1,433	104,111	5,894	1,000
Тр-р	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская 110	1,433	-11,668		0,500
ЛЭП	АмТЭЦ1 ВН - отп. 1 на ПС ЛДК	0,224	2,046	1,310	
ЛЭП	отп. 2 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	0,190	1,736	1,112	
ЛЭП	отп. 1 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	0,190	1,736	1,112	
ЛЭП	отп. 2 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	0,224	2,046	1,310	
ЛЭП	отп. 1 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	0,224	2,046	1,310	
ЛЭП	отп. 2 на ПС ЛДК - АмТЭЦ1 ВН	0,224	2,046	1,310	
ЛЭП	АмТЭЦ1 ВН - Падали ВН	5,304	9,095	1,113	
ЛЭП	Падали ВН - Эльбан ВН	0,075	0,128	1,596	
ЛЭП	Эльбан ВН - АмТЭЦ1 ВН	5,142	8,818	1,099	
ЛЭП	АмТЭЦ1 ВН - Комсомольская 110	6,550	13,894	4,466	
ЛЭП	АмТЭЦ1 ВН - Хурба ВН	4,180	8,870	2,851	
ЛЭП	Хурба ВН - Комсомольская 110	2,368	5,023	1,615	
ЛЭП	Комсомольская 110 - Гайтер ВН	1,163	10,602	6,789	
ЛЭП	Гайтер ВН - Картель ВН	1,628	4,151	1,382	
ЛЭП	Картель ВН - Пивань ВН	5,354	9,181	2,859	
ЛЭП	Пивань ВН - Комсомольская 110	2,376	5,040	1,620	
Тр-р	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 СН2	0,483			0,318
Тр-р	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 НН3	0,483	13,636		0,054
Тр-р	Хурба Нейтраль 1 - Хурба НН 1	2,066	51,619		0,096
Тр-р	Хурба Нейтраль 2 - Хурба СН 2	5,026			0,318
Тр-р	Хурба Нейтраль 2 - Хурба НН 2	5,026	82,503		0,096
Тр-р	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская НН	1,433	195,641		0,045
Выкл	АмТЭЦ1 НН2 - АмТЭЦ1 НН3				
Выкл	АмТЭЦ1 СН1 - АмТЭЦ1 СН2				
Выкл	Хурба СН 1 - Хурба СН 2				
Выкл	Хурба НН 1 - Хурба НН 2				

где  $R$  – активное сопротивление линии, определяется по формуле 6;  
 $X$  – реактивное сопротивление, определяется по формуле 7.;;  
 $B$  – ёмкостная проводимость, определяется по формуле 8;  
 $K_{mp}$  – коэффициент трансформации.

$$R = R_0 \cdot l, \text{ Ом} \quad (6)$$

где  $R_0$  – удельное активное сопротивление провода, Ом/км;  
 $l$  – длина линии, км;

Активное сопротивление моделирует тепловые потери тока при протекании его через проводник.

$$X = X_0 \cdot l, \text{ Ом} \quad (7)$$

где  $X_0$  – удельное реактивное провода, Ом/км;  
 $l$  – длина линии, км;

Реактивное сопротивление моделирует электромагнитное взаимодействие между фазами линии.

$$B = B_0 \cdot l, \text{ мкСм} \quad (8)$$

где  $B_0$  – удельная ёмкостная проводимость провода, мкСм/км;  
 $l$  – длина линии, км;

Ёмкостная проводимость линии моделирует реактивную мощность, возникающую между проводом и землёй.

Исходными данными для трансформаторов являются его марка, тип, номинальное напряжение обмоток, мощности ХХ и КЗ, а также номинальная мощность. Все эти характеристики приведены в каталоге трансформаторов, а также в базе данных ПВК «RastrWin3» [12].

N	Название	Марка	Тип	S_ном	U_B	U_C	U_H	I_BH	I_CH	I_HH	I_xx	dP_xx
1	АмТЭЦ 125	ТДЦ-125000/110-121/10,5	2х-обм	125	121		10,5	2 200,9		25 392,1	0,55	120,0
2	АмТЭЦ 63	ТДТН-63000/110-115/38,5/6,6	3х-обм	63	115	39	6,6	4 524,0	589 105,2	110 215,2	0,70	56,0
3	АмТЭЦ 63	ТДТН-63000/110-115/38,5/6,6	3х-обм	63	115	39	6,6	2 080,4	432 423,5	34 523,8	0,70	56,0
4	Хурба 16	ТДТН-16000/110-115/38,5/11	3х-обм	16	115	39	11,0	127,6	4 841,7	53 871,9	1,00	23,0
5	Хурба 10	ТДТН-10000/110-115/38,5/11	3х-обм	10	115	39	11,0	873,8	67 463,3	30 223,8	1,10	17,0
6	Комсомольская 63	АТДЦТН-63000/220-230/121/11	АТ	63	230	121	11,0	1,2	1 834,7	1 906 488,4	0,50	45,0

Рисунок 6 – Вкладка «Трансформаторы»

Подробные результаты расчёта указаны в приложении Б.

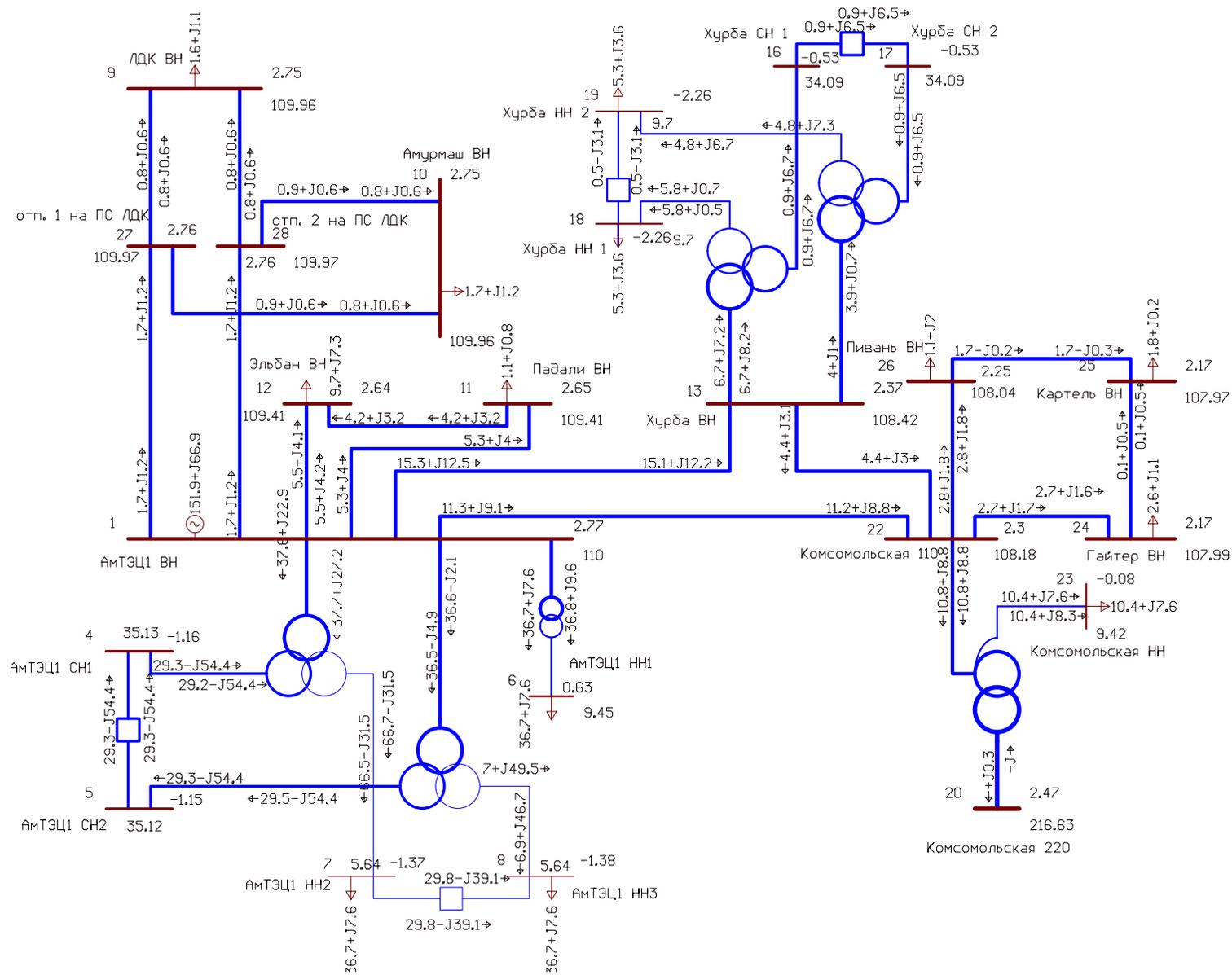


Рисунок 7 - Схема нормального установившегося режима существующей сети

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

- для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – ПС Комсомольская;
- отключен один трансформатор на ПС 110 кВ Хурба.

Расчётные данные послеаварийного режима приведены в приложении Б.

По результатам расчёта послеаварийных режимов видно, что напряжения и токи находятся в допустимых пределах в обоих случаях. Проанализировав этот режим видно, что в результате уровни напряжения на некоторых подстанциях стали ниже номинального, но не вышли за пределы допустимого. Представим узлы, в которых отклонение напряжения от номинального значения превышает 6 %.

Таблица 11 – Отклонения напряжения в узлах сети при отключении ВЛ

Номер узла	Наименование узла	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U$ , кВ	$\delta V$ , %
14	Хурба Нейтраль 1	110	101,07	-8,12
23	Комсомольская НН	10	9,25	-7,51

Уровень загрузки оставшихся в работе ЛЭП увеличился, но большинство ЛЭП по-прежнему остались недогруженными. Представим оптимально загруженные линии в таблице 12. Остальные ЛЭП, не представленные в таблице, имеют незначительный процент загрузки (менее 20%).

Таблица 12 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Наименование ВЛ	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_{\max} / I_{\text{доп}}$ , %
Амурская ТЭЦ-1 – Хурба ВН	181,00	450	40,22
Хурба ВН–Комсомольская 110	109,00	450	24,22

Исходя из результатов расчета послеаварийных режимов можно сделать вывод о том, что для их оптимизации можно увеличить напряжение на источниках питания, тем самым, не прибегая к использованию дополнительных средств КРМ. Таким образом можно выровнять уровень напряжения в сети и снизить потери мощности. Данные по потерям сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	1,48
Отключена ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – ПС Комсомольская	1,71
Отключен один трансформатор на ПС 110 кВ Хурба	1,45

Как видно из выше приведённой таблицы самым оптимальным по потерям активной мощности является режим, при котором отключен один трансформатор на ПС 110 кВ Хурба.

Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 7 и 8.



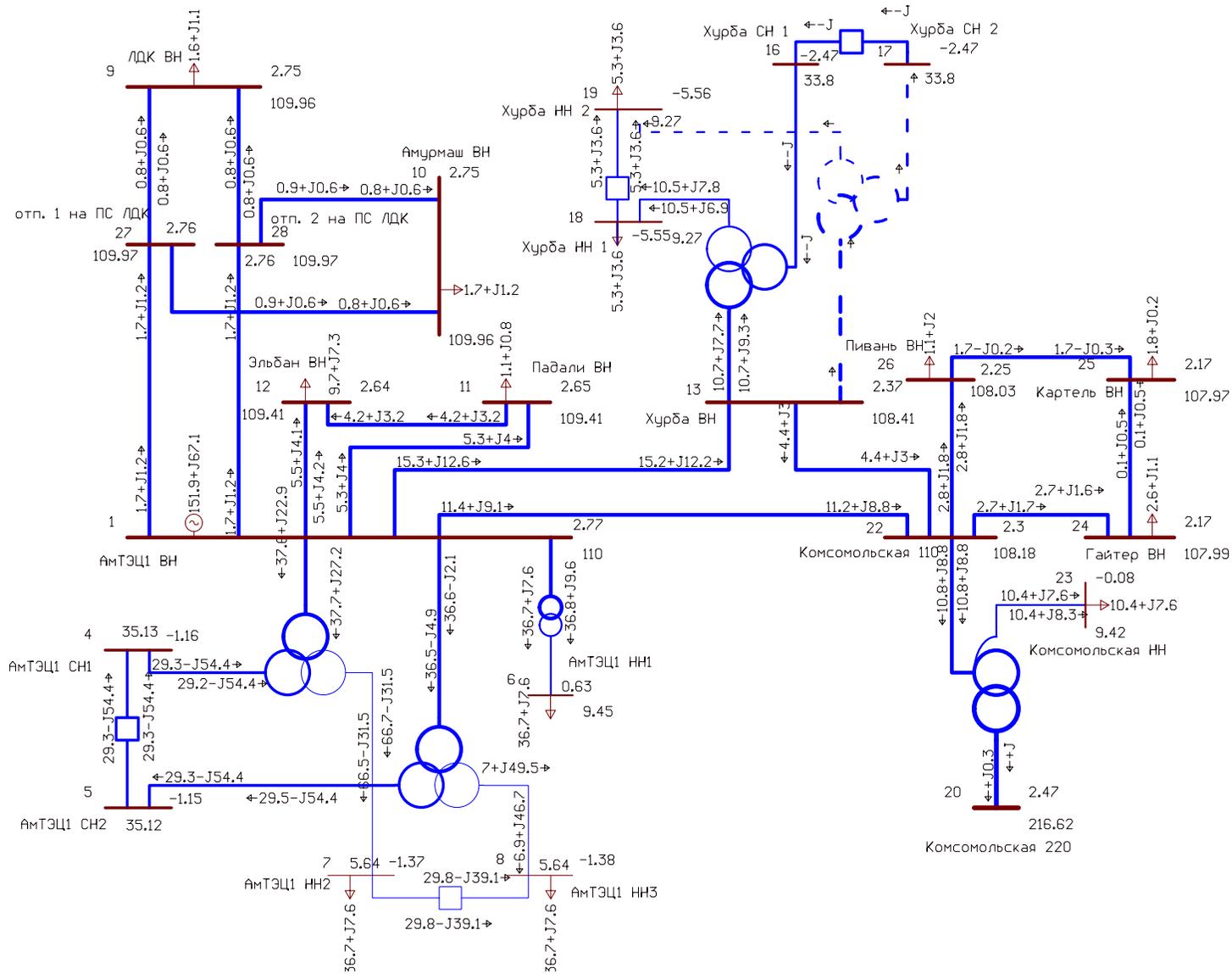


Рисунок 9 - Схема послеаварийного режима сети «отключен один трансформатор на ПС 110кВ Хурба»

### 3.2.1 Анализ режимов существующей сети

Рассмотрим нормальный режим существующей сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе.

Отклонения по напряжению представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Отклонения напряжений в узлах существующей сети.

№ узла	Наименование узла	$U_{\text{ном}}$ , кВ	U, кВ	$\delta V$ , %
1	АмТЭЦ1 ВН	110	110,00	0,00
2	АмТЭЦ1 Нейтраль 1	110	104,73	-4,79
3	АмТЭЦ1 Нейтраль 2	110	110,57	0,52
4	АмТЭЦ1 СН1	35	35,13	0,37
5	АмТЭЦ1 СН2	35	35,12	0,35
6	АмТЭЦ1 НН1	10	9,45	-5,47
7	АмТЭЦ1 НН2	6	5,64	-6,02
8	АмТЭЦ1 НН3	6	5,64	-6,00
9	ЛДК ВН	110	109,96	-0,03
10	Амурмаш ВН	110	109,96	-0,03
11	Падали ВН	110	109,41	-0,53
12	Эльбан ВН	110	109,41	-0,54
13	Хурба ВН	110	108,42	-1,44
14	Хурба Нейтраль 1	110	101,82	-7,44
15	Хурба Нейтраль 2	110	107,16	-2,58
16	Хурба СН 1	35	34,09	-2,60
17	Хурба СН 2	35	34,09	-2,60
18	Хурба НН 1	10	9,70	-3,00
19	Хурба НН 2	10	9,70	-3,00
20	Комсомольская 220	220	216,63	-1,53
21	Комсомольская Нейтраль	220	216,77	-1,47
22	Комсомольская 110	110	108,18	-1,65
23	Комсомольская НН	10	9,42	-5,78
24	Гайтер ВН	110	107,99	-1,82
25	Картель ВН	110	107,97	-1,84
26	Пивань ВН	110	108,04	-1,78
27	отп. 1 на ПС ЛДК	110	109,97	-0,02
28	отп. 2 на ПС ЛДК	110	109,97	-0,02

В нормальном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах  $\pm 10$  %. Отклонения по напряжению не превышают 8 %. Но

напряжение в некоторых узлах можно отрегулировать с помощью устройств РПН.

Ток, протекающий по ВЛ, не выходит за рамки длительно допустимого. Руководствуясь условием  $30 \leq I_{\max} / I_{\text{доп}} \leq 70$  % [] делаем вывод, что ЛЭП не загружены до оптимального значения. Таковая загрузка ВЛ представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Наименование ВЛ	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_{\max} / I_{\text{доп}}$ , %
АмТЭЦ1 ВН - отп. 1 на ПС ЛДК	10,70	710	1,51
отп. 2 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	5,50	710	0,77
отп. 1 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	5,50	710	0,77
отп. 2 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	5,14	710	0,72
отп. 1 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	5,14	710	0,72
отп. 2 на ПС ЛДК - АмТЭЦ1 ВН	10,70	710	1,51
АмТЭЦ1 ВН - Падали ВН	34,94	390	8,96
Падали ВН - Эльбан ВН	27,72	390	7,11
Эльбан ВН - АмТЭЦ1 ВН	36,44	390	9,34
АмТЭЦ1 ВН - Комсомольская 110	76,35	450	16,97
АмТЭЦ1 ВН - Хурба ВН	103,49	450	23,00
Хурба ВН - Комсомольская 110	28,38	710	4,00
Комсомольская 110 - Гайтер ВН	16,97	710	2,39
Гайтер ВН - Картель ВН	2,61	510	0,51
Картель ВН - Пивань ВН	9,11	390	2,34
Пивань ВН - Комсомольская 110	17,70	450	3,93

где  $I_{\max}$  – максимальный ток ВЛ, А;

$I_{\text{доп}}$  – длительно допустимый ток ВЛ, А;

$I_{\text{max}} / I_{\text{доп}}$  – соотношение максимального тока к длительно допустимому току, %.

Тангенсы углов, протекающих мощностей по ВЛ, в большей степени, не превышают нормальные значения, что говорит о допустимом значении перетока реактивной мощности относительно активной, исключения составляют лишь несколько ЛЭП.

В нормальном режиме потери активной мощности в сети составляют 1,48 МВт, что составляет 0,62 % от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе.

Далее рассмотрим нормальный установившийся режим сети, когда все трансформаторы включены. В данном режиме увеличиваются потери холостого хода трансформаторов, так как трансформаторы загружены менее чем на 50%, коэффициент загрузки трансформаторов  $k_z < 0,4$ . Соответственно можно сделать вывод, что трансформаторы были выбраны экономически нецелесообразно. Так же факт недогруженности ведет к более быстрому износу трансформаторов. В связи с чем, можно сделать вывод, что данный режим немного не целесообразен. Данный режим приведен в приложении Б.

В режиме, при котором отключены трансформаторы на некоторых подстанциях, уровни напряжений находятся в допустимых пределах согласно нормам качества электроэнергии. Многие трансформаторы загружены менее чем на 50%, что говорит о неправильном их выборе. В связи с этим возрастают потери холостого хода. В тоже время второй трансформатор отключен, что приводит к снижению срока работоспособности, так как трансформатор не находится в эксплуатации. В связи с чем можно сделать вывод, что оборудование выбрано нецелесообразно. В связи с этим наблюдается небольшое падение напряжения. Расчёт нормального и послеаварийного режима приведён в приложении Б.

Таблица 16– Загрузка трансформаторов рассматриваемого участка

Наименование ПС	Трансформатор на ПС	Коэффициент загрузки $K_3$
Амурская ТЭЦ-1	1 шт –ТДЦ-125000/110/10 кВ	0,07
	2 шт – ТДТН-63000/110/35/6 кВ	0,08
ПС ЛДК	2 шт – ТРДН-40000/110/10 кВ	0,03
ПС Амурмаш	2 шт – ТРДН-25000/110/10 кВ	0,06
ПС Падали	1 шт – ТМН-2500/110/6 кВ	0,47
ПС Эльбан	2 шт – ТДТН 16000/110/35/10 кВ	0,22
ПС Хурба	1 шт – ТДТН-10000/110/35/10 кВ	0,25
	1 шт – ТДТН 16000/110/35/10 кВ	0,16
ПС Комсомольская	1 шт – АТДЦТН-63000/220/110/10 кВ	0,12
ПС Гайтер	2 шт – ТРДН-40000/110/10 кВ	0,04
ПС Картель	2 шт – ТДН-10000/110/10 кВ	0,10
ПС Пивань	2 шт – ТДН-10000/110/10 кВ	0,09

Почти все трансформаторы рассматриваемого участка электрической сети недогружены, что говорит о неэффективности их выбора по изначальным капитальным вложениям и завышенным потерям холостого хода во время эксплуатации.

#### 4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС АЭРОДРОМ

Данный раздел посвящён проектированию развития электрической сети путём включения нового объекта в существующую схему Комсомольского энергетического района Хабаровского края.

Для расчёта данного раздела использовалась программа Mathcad 15. В качестве исходных данных использовались:

- 1) Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2018-2020 годы;
- 2) Схема потокораспределения Хабаровских электрических сетей 18.12.2019 г;
- 3) Схеме и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2018-2020 годы.

Согласно схеме и программе развития электроэнергетики Хабаровского края на 2018-2020 годы основными целями развития являются [32]:

- разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;
- формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики и создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие и экологически ответственное использование энергии и энергетических ресурсов на территории Хабаровского края.

Задачей раздела является разработка описание и обоснование нескольких вариантов развития электрической сети при подключении новой подстанции.

Как уже упоминалось в начале работы, Комсомольский энергетический район в Хабаровском крае нуждается в дополнительном электроснабжении объектов реконструкции и нового строительства аэродрома «Хурба», поэтому необходимо спроектировать новую ПС Аэродром, рассматриваемую в данной магистерской диссертацией на инновационной основе, чтобы она соответствовала всем современным требованиям к надёжности и качеству электроэнергетики.

#### 4.1 Прогнозирование нагрузок

Для дальнейшего расчета необходимо произвести прогнозирование нагрузок на 5 лет после подключения к существующей сети ПС Аэродром. Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих подстанций. Для проектируемой ПС Аэродром значение максимальной активной мощности  $P_{max} = 14,04$  МВт на 2020 год. (взято по прогнозу технологических присоединений с разбивкой прироста нагрузки на пятилетний период 2018-2022 годов) [32].

Расчёт и прогнозирование нагрузок после подключения ПС Аэродром представлен в приложении В. Значения расчетных нагрузок представлены в таблицах 17, 18 и 19.

Таблица 17 – Значения вероятностных характеристик и коэффициентов (осенне-зимний период)

Наименование ПС	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$Q_{cp}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{max}$ , Мвар
Амурская ТЭЦ-1	55,10	63,62	110,20	11,50	13,28	23,00
ПС ЛДК	0,80	0,92	1,60	0,55	0,64	1,10
ПС Амурмаш	0,85	0,98	1,70	0,60	0,70	1,20
ПС Падали	0,55	0,64	1,10	0,40	0,47	0,80
ПС Эльбан	4,85	5,60	9,70	3,65	4,22	7,30
ПС Хурба	2,65	3,06	5,30	1,80	2,08	3,60
ПС Комсомольская	52,00	60,04	104,00	3,80	4,39	7,60

Продолжение таблицы 17

Наименование ПС	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$Q_{cp}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{max}$ , Мвар
ПС Гайтер	1,30	1,50	2,60	0,55	0,64	1,10
ПС Картель	0,90	1,04	1,80	0,10	0,12	0,20
ПС Пивань	0,55	0,64	1,10	0,10	0,12	0,20
ПС Аэродром	7,02	8,11	14,04	2,81	3,25	5,62

Таблица 18 – Значения вероятностных характеристик и коэффициентов (весенне-летний период)

Наименование ПС	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$Q_{cp}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{max}$ , Мвар
Амурская ТЭЦ-1	44,50	51,38	89,00	10,35	11,95	20,70
ПС ЛДК	0,70	0,81	1,40	0,45	0,52	0,90
ПС Амурмаш	0,80	0,92	1,60	0,55	0,64	1,10
ПС Падали	0,60	0,69	1,20	0,30	0,35	0,60
ПС Эльбан	3,40	3,93	6,80	2,90	3,35	5,80
ПС Хурба	2,10	2,42	4,20	1,45	1,67	2,90
ПС Комсомольская	42,65	49,25	85,30	3,45	3,98	6,90
ПС Гайтер	1,00	1,12	2,00	0,45	0,52	0,90
ПС Картель	0,70	0,81	1,40	0,15	0,17	0,30
ПС Пивань	0,45	0,52	0,90	0,10	0,12	0,20
ПС Аэродром	6,80	7,85	13,60	2,72	3,14	5,44

Таблица 19 – Прогнозируемые нагрузки

Наименование ПС	Активная нагрузка, МВт (осенне-зимний период)			Реактивная нагрузка, Мвар (осенне-зимний период)		
	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$Q_{cp}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{max}$ , Мвар
Амурская ТЭЦ-1	64,28	74,22	128,56	13,42	15,49	26,83
ПС ЛДК	0,93	1,08	1,87	0,64	0,74	1,28
ПС Амурмаш	0,99	1,15	1,98	0,70	0,81	1,40
ПС Падали	0,64	0,74	1,28	0,47	0,54	0,93

Наименование ПС	Активная нагрузка, МВт (осенне-зимний период)			Реактивная нагрузка, Мвар (осенне-зимний период)		
	$P_{ср}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$Q_{ср}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{max}$ , Мвар
ПС Эльбан	5,66	6,53	11,32	4,26	4,92	8,52
ПС Хурба	3,09	3,57	6,18	2,10	2,43	4,20
ПС Комсомольская	60,66	70,05	121,33	4,43	5,12	8,87
ПС Гайтер	1,52	1,75	3,03	0,64	0,74	1,29
ПС Картель	1,05	1,21	2,10	0,12	0,14	0,23
ПС Пивань	0,64	0,74	1,28	3,28	0,14	0,23
ПС Аэродром	8,19	9,46	16,38	3,28	3,79	6,56

#### 4.2. Разработка вариантов подключения ПС Аэродром к существующей сети

В данном пункте определим варианты подключения ПС Аэродром к существующей сети.

Наиболее возможными для подключения к существующей сети являются три варианта:

- 1) Сооружение заходов ВЛ Амурская ТЭЦ-1 – ПС Хурба на ПС Аэродром с образованием новых ВЛ;
- 2) Сооружение двухцепной ВЛ ПС Аэродром – Амурская ТЭЦ-1;
- 3) Сооружение двухцепной ВЛ ПС Аэродром – ПС Комсомольская;

Произведем технический анализ вариантов подключения ПС Аэродром.

Согласно отчету о научно-исследовательской работе по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Хабаровского края на 2018-2022 годы расстояние от ПС Аэродром до существующей ВЛ Амурская ТЭЦ-1 – ПС Хурба составляет 5 км, соответственно протяженность ВЛ - 10км (2x5км) [32].

Выбор схемы РУ ВН 110кВ для ПС следует выполнять, руководствуясь следующими факторами:

- Тип подстанции;
- Количество и мощность СТ установленных на подстанции;
- Категории потребления электроприёмников по надежности;
- Величина номинального напряжения схемы ВН;
- Число отходящих от ПС присоединений и питающих ЛЭП;
- Уровни ТКЗ.

Также при выборе следует соблюдать нижеперечисленные требования:

- Надёжность работы электрической сети;
- Экономическую составляющую выбранного варианта;
- Управляемость и удобство в результате эксплуатации;
- Возможность расширения РУ в будущем;
- Безопасность во время обслуживания.

Опираясь на выше описанное, а также руководствуясь нормам и правилам устройства электроустановок [15], выбираем для первого варианта подключения ПС Аэродром для РУ 110 кВ типовую схему «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (схема 5АН)». Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 10.

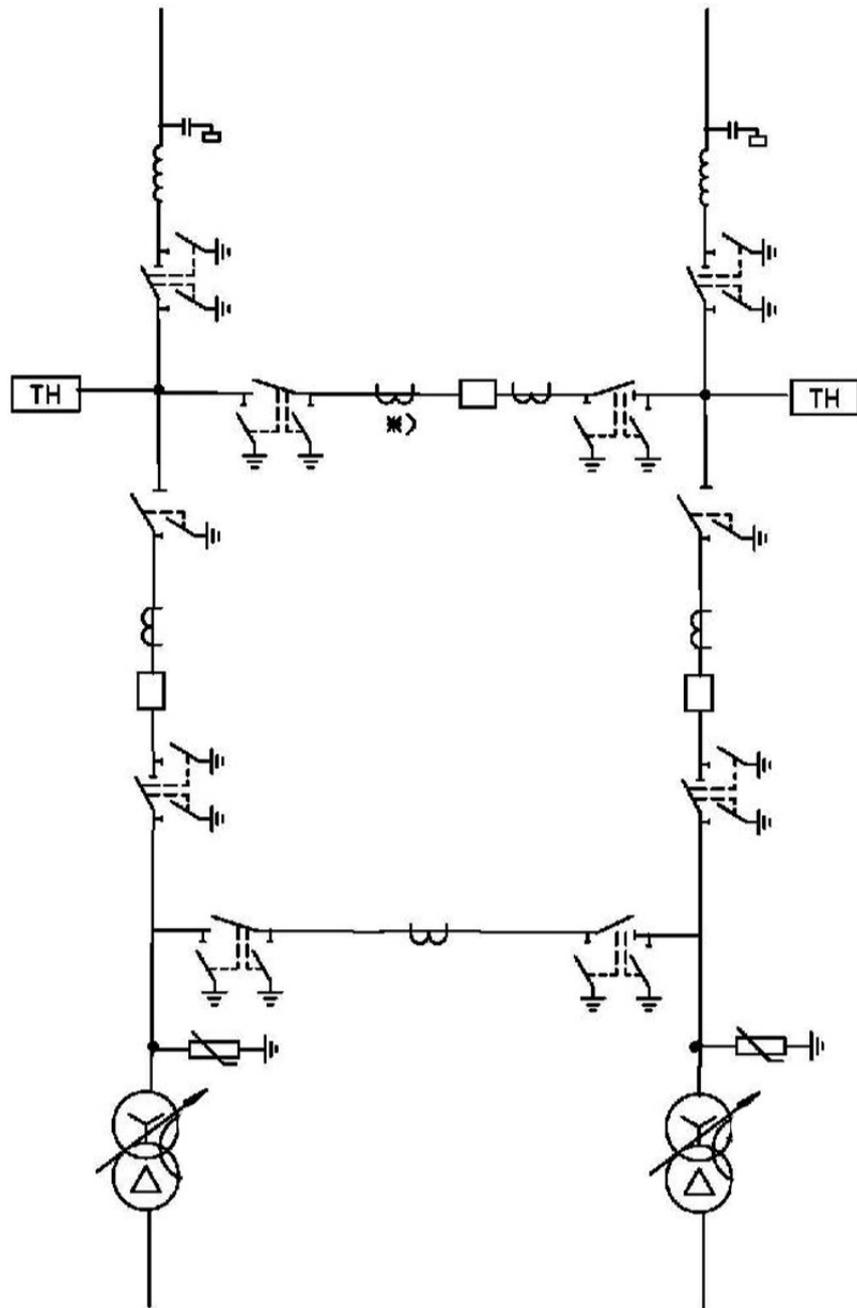


Рисунок 10 – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (схема 5АН)».

«Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (схема 5АН)», которая применяется на напряжении 35-220 кВ для двухтрансформаторных подстанций питаемых по двум воздушным линиям, при необходимости секционирования транзитной ВЛ при КЗ. В этой схеме каждое присоединение коммутируется одним выключателем. В то же время эта

схема является очень экономичной. Такая схема позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов [2].

Для второго и третьего варианта примем схему РУ 110кВ - 4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий.

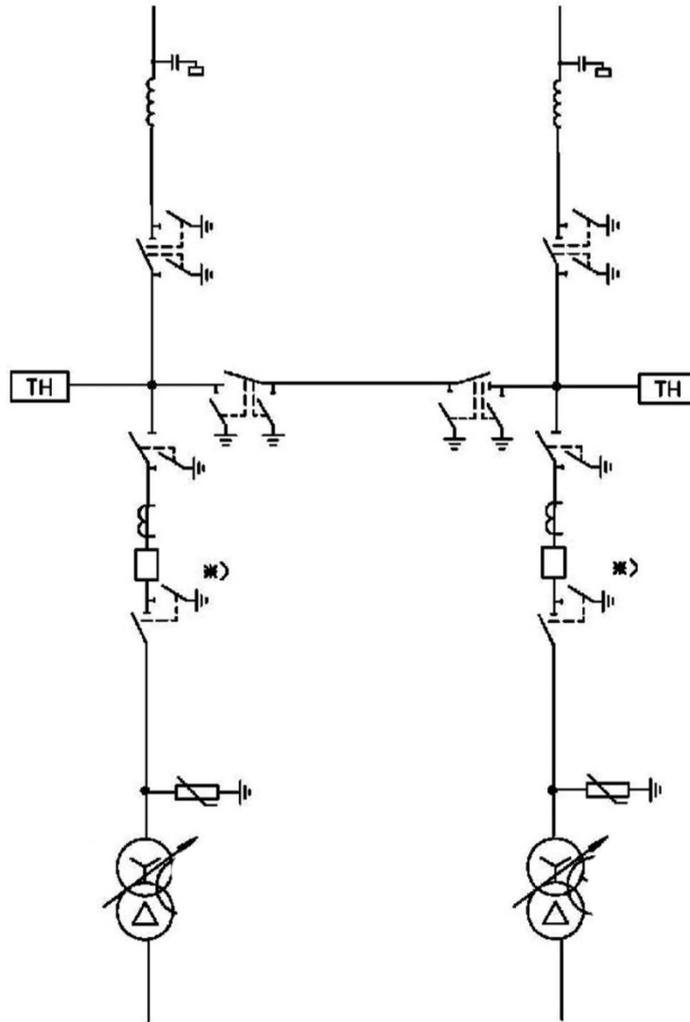


Рисунок 11 - Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий (схема 4Н)».

Данная схема РУ применяется для сетей напряжением 35-220кВ для тупиковых или ответвительных двух-трансформаторных подстанций питаемых по 2 линиям электрических передач.

За схему РУ 10 кВ для ПС Аэродром на оба варианта принимаем 10(6)-1: «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [2].

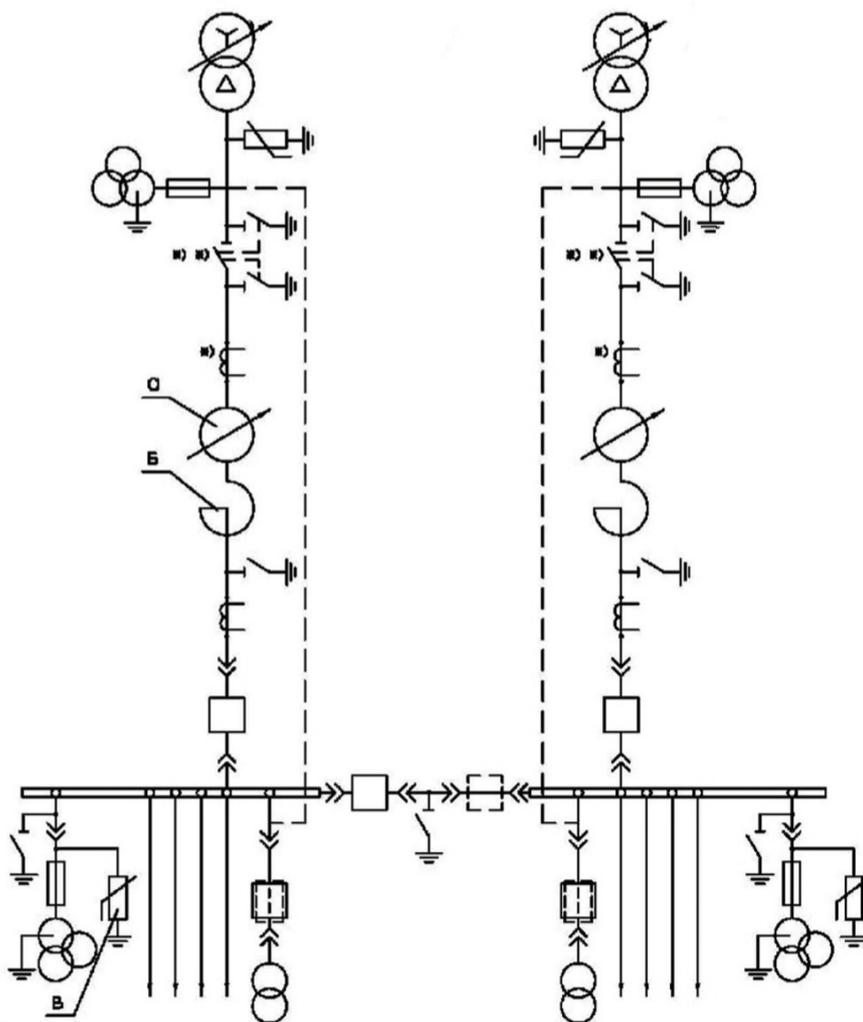


Рисунок 12 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (схема 10(6)-1).

Таблица 20 – Сравнение вариантов подключения

Вариант/схема РУ		Протяженнос ть линии, км	Количество выключателей
№1	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	2x5	3
№2	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.	2x19,3	4
№3	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.	2x25,8	4



Рисунок 13 – Карта-схема варианта №1

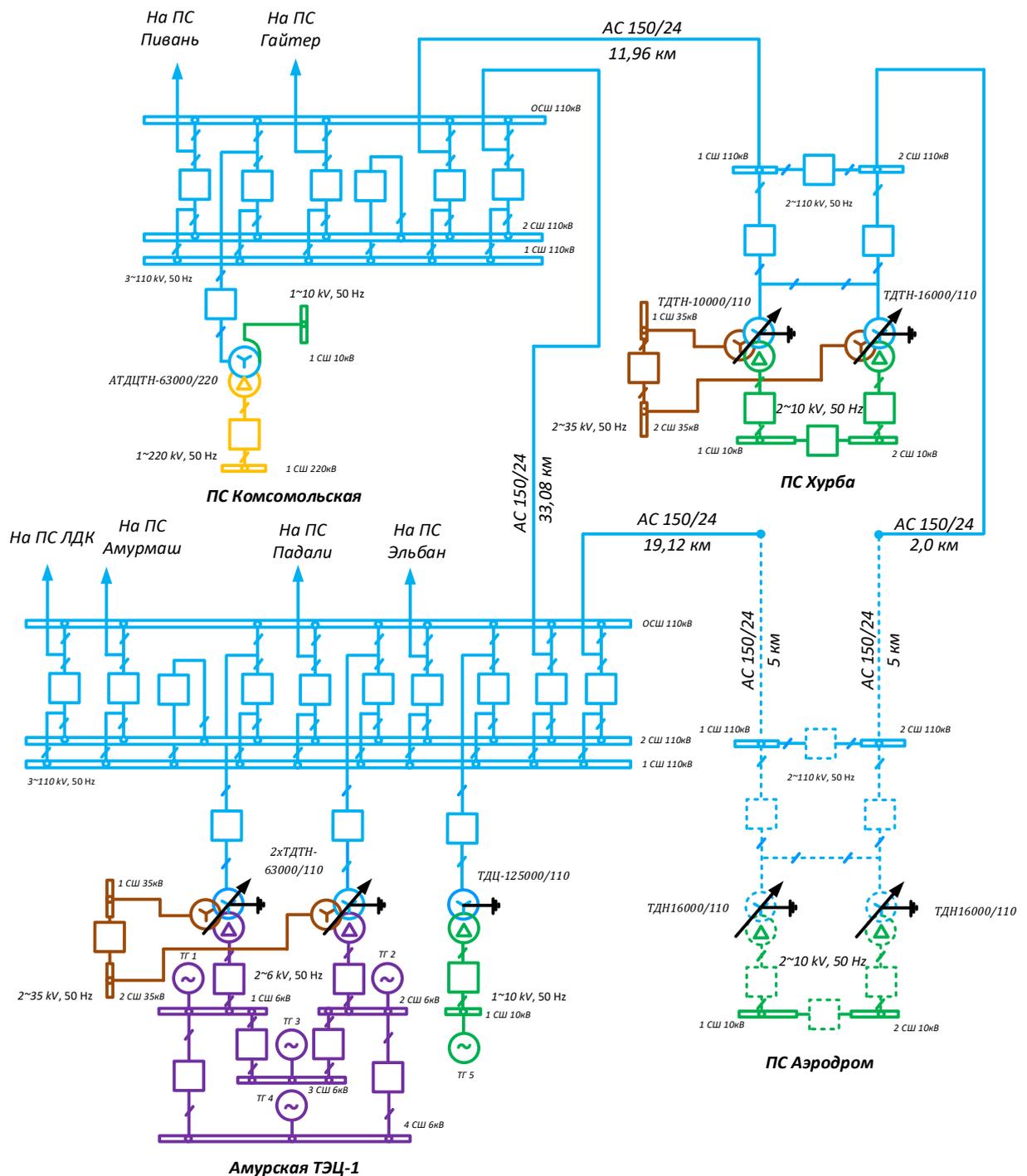


Рисунок 14 – Однолинейная схема варианта №1

Для первого варианта примем схему распределительного устройства: 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Данные схемы требуют больших капиталовложений, но способны обеспечить требования к надёжности потребителя 1 категории.



Рисунок 15 – Карта-схема варианта №2

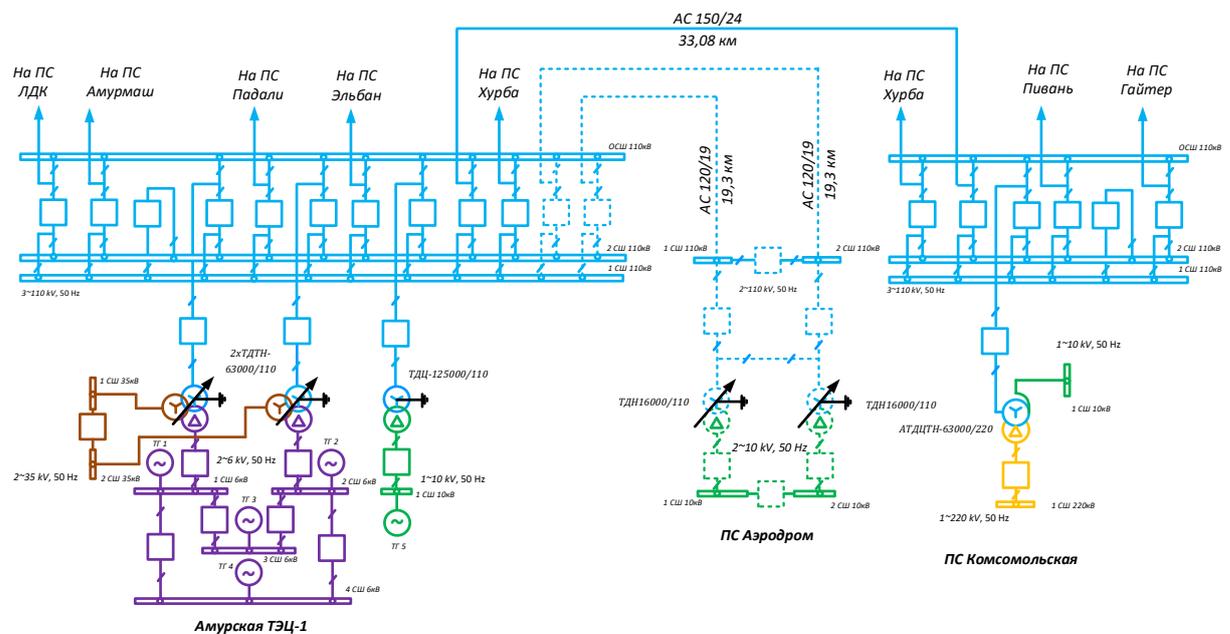


Рисунок 16 – Однолинейная схема варианта №2

Для варианта №2 выберем схему РУ ВН 4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Данный вариант подключения способен обеспечить требования к надёжности, но из-за большей протяжённости ВЛ и большего количества выключателей, по сравнению с первым вариантом, следует предположить, что при дальнейшем расчёте этот вариант потребует наибольших затрат на строительство.

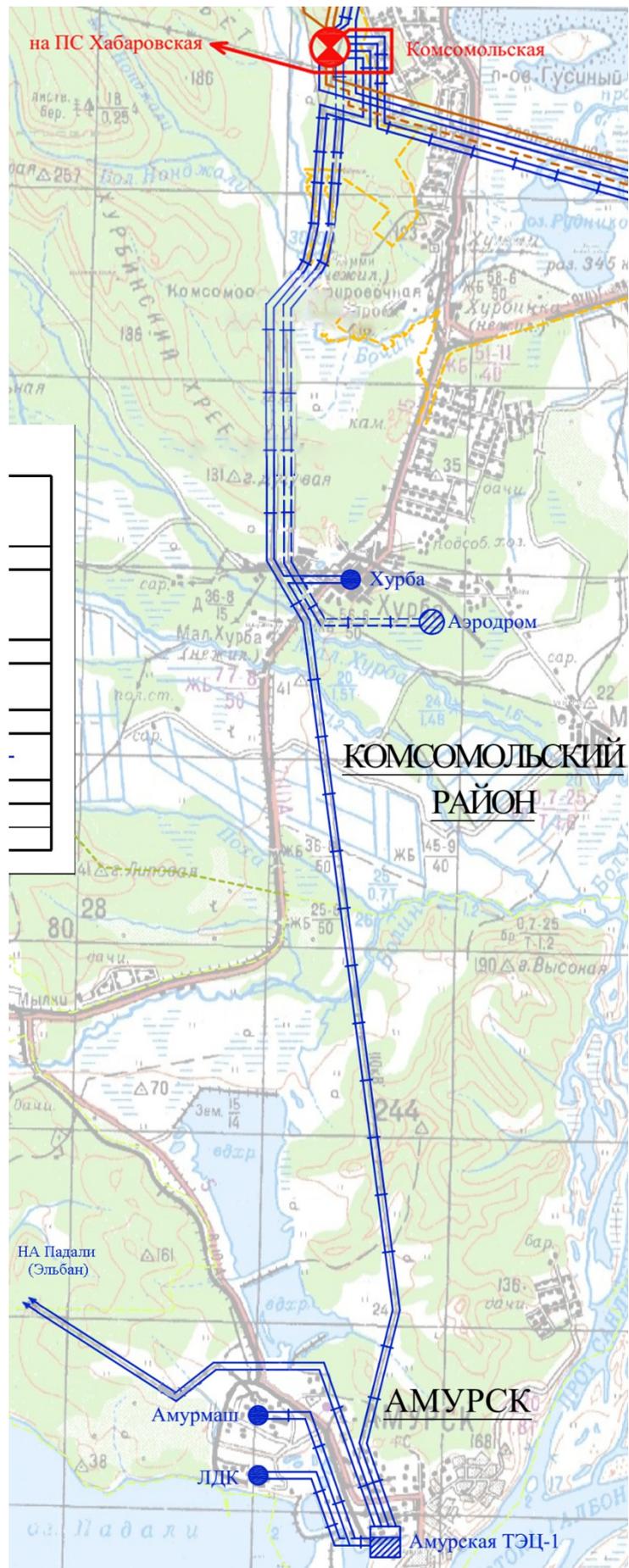


Рисунок 17 – Карта-схема варианта №3



где  $L$  – длина линии электропередач, км;

$P$  – мощность протекающая по линии, МВт.

Таблица 21 – Исходные данные для определения рационального напряжения

Вариант	Длина ЛЭП, км	Мощность (P), МВт
№1	2x5	14,04
№2	2x19,3	
№3	2x25,8	

#### 4.3.1 Определение номинального напряжения для варианта №1

Для первого варианта длина воздушной линии электрических передач составляет 10 км (2x5км).

Для определения рационального определения примем коэффициент трассы равным значению 1,2 [10].

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10 \cdot 1,2} + \frac{2500}{14,04}}} = 67,46 \text{ кВ}$$

Значение рационального напряжения для первого варианта получилось равным 67,46 кВ, это соответственно означает, что напряжение 110 кВ является достаточным для передачи необходимой мощности ПС Аэродром – 14,04 МВт[32].

#### 4.3.2 Определение номинального напряжения для варианта №2

Для второго варианта значение длины воздушной линии электрических передач составляет 38,6 км.

Коэффициент трассы - 1,2.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{38,6 \cdot 1,2} + \frac{2500}{14,04}}} = 72,77 \text{ кВ}$$

Значение рационального напряжения для второго варианта получилось равным 72,77 кВ, это означает, что напряжение 110 кВ является достаточным для передачи необходимой мощности ПС Аэродром – 14,04 МВт.

### 4.3.3 Определение номинального напряжения для варианта №3

Для третьего варианта значение длины воздушной линии электрических передач составляет 51,6 км.

Применим коэффициент трассы - 1,2.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{51,6 \cdot 1,2} + \frac{2500}{14,04}}} = 73,29 \text{ кВ}$$

Исходя из расчёта, делаем вывод, что и для третьего варианта напряжение 110 кВ является достаточным для передачи необходимой мощности проектируемой ПС Аэродром.

Для дальнейшего расчёта, исходя из географической близости, выбираем два варианта подключения ПС Аэродром (варианты №1 и №2).

### 4.4 Компенсация реактивной мощности на ПС Аэродром

Реактивная мощность определяется по номинальному коэффициенту мощности установленных генераторов. Помимо сказанного, в электрических сетях используются дополнительные источники для компенсации реактивной мощности, называемые – «компенсирующие устройства». Наиболее распространённым типом компенсирующих устройств, устанавливаемых на подстанции, являются конденсаторные батареи.

С необходимостью установки компенсирующих устройств в проектируемой сети следует определиться до выполнения расчета

выбранного варианта схемы, так как компенсация реактивной мощности влияет на передаваемые по линиям электропередачи мощности, на потери мощности и напряжения в элементах сети и может влиять на выбираемые номинальные мощности трансформаторов и сечения проводов линий [6].

Для начала определим значение требуемой реактивной мощности для ПС Аэродром:

$$Q_{mp} = Q_{max} - P_{max} \cdot tg_{\varphi}, \text{ Мвар} \quad (10)$$

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

$Q_{max}$  – максимальная реактивная мощность, МВт;

$tg_{\varphi}$  – коэффициент реактивной мощности, равный значению 0,4.

$$Q_{mp} = 5,62 - 14,04 \cdot 0,4 = 0,004 \text{ Мвар}$$

Затем рассчитаем значение требуемой мощности компенсирующих устройств на систему шин, Мвар:

$$Q_{трси} = \frac{Q_{ГрКУ}}{2}, \text{ Мвар} \quad (11)$$

$$Q_{трси} = \frac{0,004}{2} = 0,002 \text{ Мвар}$$

По выявленному значению выберем количество конденсаторных батарей и их номинальную мощность. Для ПС Аэродром выбираем КУ марки УКРМ 10,5-100-50ф-50р УЗ в количестве – 1 шт на систему шин.

Определим фактическую мощность КУ:

$$Q_{КУф} = 2 \cdot n \cdot Q_{тркуси}, \text{ Мвар} \quad (12)$$

$$Q_{KV\phi} = 2 \cdot 1 \cdot 0,002 = 0,004 \text{ Мвар}$$

Далее определим  $Q_{\text{неск}}$  – некомпенсированную реактивную мощность ПС Аэродром:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}} - Q_{KV\phi} \quad (13)$$

$$Q_{\text{неск}} = 5,620 - 0,004 = 5,616 \approx 5,62 \text{ Мвар.}$$

#### 4.5 Выбор сечения провода для выбранных вариантов

Произведем выбор сечения проводов ВЛ для выбранных вариантов подключения ПС Аэродром.

Рассмотрим первый вариант. На действующей ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – ПС Хурба, к которой согласно данного варианта будут сооружены заходы, подвешен провод – АС-150/24. В случае если рассчитанные значения для ПС Аэродром будут допустимыми для марки существующего провода, то целесообразно будет принять провод той же марки, так как нельзя уменьшать проводимость ВЛ.

Выбор марки и сечения сердечника проводов производим согласно экономических токовых интервалов [20]:

Для выбора марки провода необходимо найти  $I_{\text{max}}$  - максимальный ток в ВЛ:

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (14)$$

где  $P_{\text{max}}$  – поток максимальной активной мощности ВЛ;

$Q_{\text{неск}}$  – поток некомпенсированной реактивной мощности ВЛ;

$N$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети ПС.

Следующее что нужно сделать для выбора провода это определить  $I_p$  - расчётный ток, в зависимости от которого согласно экономическим токовым интервалам и произведём выбор сечения провода ВЛ для проектируемой ПС Аэродром:

$$I_p = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (15)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, который учитывает изменение нагрузки в годы эксплуатации ВЛ. Значение  $\alpha_i=1,05$ , так как прогнозирование нагрузок мы произвели в предыдущих пунктах;

$\alpha_t$  – коэффициент который отражает максимальную нагрузку ВЛ, а точнее число часов использования их. Так как в исходных данных на момент написания магистерской диссертации отсутствует информация о значении этого числа максимума использования нагрузки ВЛ примем значение  $\alpha_t=1,0$ .

Согласно [13], для номинального напряжения 110 кВ значение  $tg\varphi = 0,4$ , тогда:

По формуле 14 рассчитаем максимальный ток на головном участке ПС Аэродром:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{14,04^2 + 5,62^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 39,69 A$$

Затем определим расчетный ток по формуле 15:

$$I_p = 39,69 \times 1,05 \times 1 = 41,68 A$$

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая район по гололеду для местности, на которой располагается ПС Аэродром (IV район), принимаем провод марки АС-150/24 (180 А). Данный провод аналогичный подвешенному на существующей воздушной линии [1].

Вычислим рабочий максимальный ток, при работе одной линии:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{14,04^2 + 5,62^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 79,38 \text{ А}$$

Для того, чтобы исключить ошибку выбора марки провода, выполним проверку выбранного сечения по длительно допустимому току. Для провода марки АС-150/24 длительный допустимый ток равен 450 А, соответственно, выбранный провод проходит по значению.

Из выражения следует, что одна линия способна выдержать нагрузку проектируемой подстанции «Аэродром».

Аналогичным методом производим выбор сечения и марки провода для ВЛ варианта №2, показанного на рисунке 14.

Для второго варианта длина проектируемой линии ПС Аэродром – Амурская ТЭЦ-1 составляет 38,6 км (2x19,3 км). Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (IV) выберем провод марки АС-120/19 (110 А)[1].

Проверка выбранного сечения также произведём по длительно допустимому току. Для провода марки АС-120/19 длительный допустимый ток равен 390А.,  $I_{max} = 79,38\text{А}$ , соответственно, делаем вывод, что выбранный провод для варианта №2 проходит по необходимому значению.

Данный раздел определяет основные технические решения для двух выбранных вариантов развития сети: №1 - Сооружение заходов ВЛ Амурская ТЭЦ-1 – ПС Хурба на ПС Аэродром с образованием новых ВЛ и № 2 – Сооружение двухцепной ВЛ ПС Аэродром – Амурская ТЭЦ-1.

Для выполнения расчёта используем расчётные данные прогнозируемых нагрузок согласно таблице 19.

#### 4.6 Выбор силовых трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами мощность СТ на ПС рекомендуется выбирать по перегрузке в послеаварийных режимах до 70 – 80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более шести часов в течение не более чем на пять суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители первой категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух. Мощность СТ для ПС Аэродром определим по формуле 16:

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot K_3}, \quad (16)$$

где  $P_{ср}$  – средняя активная мощность в осенне-зимний период, МВт;

$Q_{неск}$  – некомпенсированная реактивная мощность в осенне-зимний период, Мвар;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора, для двух-трансформаторной подстанции равен значению  $K_3 = 0,7$ ;

$N$  – число трансформаторов необходимых для ПС Аэродром равное двум.

В данной магистерской диссертации в состав нагрузки ПС Аэродром входят потребители первой категории. Поэтому число устанавливаемых трансформаторов принимаем равным двум.

Рассчитаем мощность СТ:

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{8,19^2 + 5,62^2}}{2 \cdot 0.7} = 7,10 \text{ МВА}$$

Рассмотрим возможность применения современных силовых трансформаторов с пониженными значениями потерей ХХ.

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов. Значение  $S_{ном}$  должно быть больше чем расчётной  $S_{тр}$ , полученной в формуле 16. Исходя из расчёта, принимаем значение номинальной мощности трансформатора  $S_{ном}=10$  МВА.

АО «УЭТМ» выпускает трансформаторы ТДН-10000/110. Трансформатор трехфазный, тип охлаждения: Д – масляный с естественной и принудительной циркуляцией воздуха, оснащен устройством РПН.

Таблица 22 – Параметры выбранного трансформатора

Марка	Номинальная мощность, кВА	Схема и группа соединения обмоток	Напряжение обмотки, кВ	
			ВН	НН
ТДН-10000/110	10000	Y <sub>Н</sub> /D-11	115	11

Чтобы не допустить ошибку, следующее что необходимо сделать при выборе марки и мощности трансформатора это проверить выбранный нами СТ по коэффициенту загрузки [3]:

В нормальном установившемся режиме значение  $K_3$ :

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot S_{ном}} \quad (17)$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{8,19^2 + 5,62^2}}{2 \cdot 10} = 0,50$$

Расчитанное значение  $K_3$  в нормальном режиме должно находиться в пределах от 0,5 до 0,75. Делаем вывод, что условие выполняется.

Далее необходимо проверить выбранный СТ по коэффициенту загрузки в послеаварийном режиме.

$$K_{3.посл} = \frac{\sqrt{8,19^2 + 5,62^2}}{10} = 1,00$$

Значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме должно находиться в пределах от 1,0 до 1,4. Условие также выполняется.

Исходя из расчёта, делаем вывод, что выбор СТ сделан верно, так как СТ по результатам расчёта в обоих режимах оптимально загружен – значения  $K_3$  находится в допустимых пределах.

## 5. РАСЧЁТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ПОСЛЕ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС АЭРОДРОМ

### 5.1. Нормальный установившийся режим

Расчёт режимов произведём на примере подключения варианта №1. В качестве исходных данных для ПС Аэродром использовались значения из таблицы 19, полученные в результате расчёта прогнозируемых нагрузок после подключения ПС Аэродром, а также данные из каталога для выбранного оборудования в в 4 разделе.

Данный раздел рассчитываем в ПВК «RastrWin3». Основные результаты расчёта для нормального режима приведены ниже и в приложении Д.

Таблица 23 – Вкладка узлы в нормальном режиме после подключения ПС Аэродром.

Номер узла	Наименование узла	$U_{\text{ном}}$ , кВ	P, МВт	Q, МВА	U, кВ	$\delta V$ , %
1	АмТЭЦ1 ВН	110			110,00	
2	АмТЭЦ1 Нейтраль 1	110			107,13	-2,61
3	АмТЭЦ1 Нейтраль 2	110			107,13	-2,61
4	АмТЭЦ1 СН1	35			35,87	2,48
5	АмТЭЦ1 СН2	35			35,87	2,48
6	АмТЭЦ1 НН1	10	42,85	8,94	9,44	-5,64
7	АмТЭЦ1 НН2	6	42,85	8,944	6,06	1,05
8	АмТЭЦ1 НН3	6	42,85	8,944	6,06	1,05
9	ЛДК ВН	110	1,867	1,283	109,96	-0,04
10	Амурмаш ВН	110	2	1,4	109,96	-0,04
11	Падали ВН	110	1,283	0,963	109,31	-0,62
12	Эльбан ВН	110	11,316	8,5	109,31	-0,63
13	Хурба ВН	110			107,80	-2,00
14	Хурба Нейтраль 1	110			105,38	-4,20
15	Хурба Нейтраль 2	110			105,38	-4,20
16	Хурба СН 1	35			35,28	0,80
17	Хурба СН 2	35			35,28	0,80
18	Хурба НН 1	10	3,1	2,1	9,95	-0,53
19	Хурба НН 2	10	3,1	2,1	9,95	-0,53

Номер узла	Наименование узла	U <sub>ном</sub> , кВ	P, МВт	Q, МВА	U, кВ	δV, %
20	Комсомольская 220	220			204,86	-6,88
21	Комсомольская Нейтраль	220			204,87	-6,88
22	Комсомольская 110	110			107,95	-1,87
23	Комсомольская НН	10	10,4	6,8	9,46	-5,39
24	Гайтер ВН	110	3,033	1,3	107,76	-2,03
25	Картель ВН	110	2,1	0,233	107,76	-2,04
26	Пивань ВН	110	1,283	0,233	107,86	-1,95
27	отп. 1 на ПС ЛДК	110			109,97	-0,03
28	отп. 2 на ПС ЛДК	110			109,97	-0,03
29	Аэродром ВН 1	110			108,26	-1,58
30	Аэродром ВН 2	110			108,25	-1,59
31	Аэродром НН 1	10	8,1895	3,278	9,41	-5,94
32	Аэродром НН 2	10	8,1895	3,278	9,41	-5,94

Анализируя таблицу с узлами видим, что у ПС Аэродром наблюдается небольшое отклонение напряжения на шинах НН (-5,94%). Данную проблему решаем регулировкой напряжения трансформатора. Для этого заносим вручную значения во вкладку «Анцапфы» предварительно взяв их из каталога трансформаторов.

N_bd	Названия	EI	+/-	Тип	Место	K...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	Аэродром 1	%	+	РПН	ВН	1	115,0	10,0	9	1,780	9	-1,780
2	Аэродром 2	%	+	РПН	ВН	1	115,0	10,0	9	1,780	9	-1,780

Рисунок 19 – Вкладка «Анцапфы»

Произведя регулировку напряжения трансформаторов, удалось добиться снижения процента отклонения напряжения. Результаты расчёта для узлов ПС Аэродром указаны в таблице 24.

Таблица 24 – Отклонение напряжения в узлах ПС Аэродром после применения РПН

Номер узла	Наименование узла	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U$ , кВ	$\delta V$ , %
31	Аэродром НН 1	10	10,20	1,98
32	Аэродром НН 2	10	10,20	1,98

Токовая нагрузка ЛЭП приведена в таблице 25.

Таблица 25 – Токовая нагрузка ЛЭП поле подключения ПС Аэродром.

Наименование ВЛ	$I_{\text{max}}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_{\text{max}}/I_{\text{доп}}$ , %
АмТЭЦ1 ВН - отп. 1 на ПС ЛДК	12,49	710	1,76
отп. 2 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	6,45	710	0,91
отп. 1 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	6,45	710	0,91
отп. 2 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	5,99	710	0,84
отп. 1 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	5,99	710	0,84
отп. 2 на ПС ЛДК - АмТЭЦ1 ВН	12,49	710	1,76
АмТЭЦ1 ВН - Падали ВН	40,81	390	10,46
Падали ВН - Эльбан ВН	32,30	390	8,28
Эльбан ВН - АмТЭЦ1 ВН	42,56	390	10,91
АмТЭЦ1 ВН - Комсомольская 110	121,64	450	27,03
Аэродром ВН 2 - Хурба ВН	25,17	450	5,59
АмТЭЦ1 ВН - Аэродром ВН 1	124,50	450	27,67
Хурба ВН - Комсомольская 110	17,51	710	2,47
Комсомольская 110 - Гайтер ВН	19,05	510	3,73
Гайтер ВН - Картель ВН	1,27	390	0,33
Картель ВН - Пивань ВН	10,38	450	2,31
Пивань ВН - Комсомольская 110	17,34	450	3,85

Проанализировав таблицу с токовой нагрузкой ЛЭП, можно сделать вывод, что значения максимального тока не превышают допустимых значений для соответствующих марок проводов. Но значения нагрузки ЛЭП у большинства являются недогруженными до оптимального значения.



## 5.2. Послеаварийный установившийся режим

В данном пункте рассмотрены и рассчитаны следующие варианты послеаварийного установившегося режима:

- 1) отключена ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – ПС Аэродром;
- 2) отключен один СТ на проектируемой ПС Аэродром.

Подробные расчётные данные для выделенных послеаварийных режимов приведены в приложении Г данной магистерской диссертации.

Исходя из результатов расчёта послеаварийных режимов видно, что напряжения и токи в обоих случаях находятся в допустимых пределах. Проанализировав эти режимы видно, что в результате уровни напряжения на некоторых подстанциях стали ниже номинальных значений, но в то же время не вышли за пределы допустимых. Выделим узлы, в которых отклонение напряжения от номинального значения превышает 6 %.

Таблица 2 – Отклонения напряжения в узлах сети при отключении ВЛ

Номер узла	Наименование узла	$U_{\text{ном}}$ , кВ	U, кВ	$\delta V$ , %
14	Хурба Нейтраль 1	110	101,93	-7,33
15	Хурба Нейтраль 2	110	101,93	-7,33
29	Аэродром ВН 1	110	102,71	-6,63
30	Аэродром ВН 2	110	102,71	-6,63

Также стоит заметить, что уровень токовой загрузки ЛЭП увеличился, но большинство ЛЭП все равно недогружены до оптимальных значений (имеют процент загрузки менее 20%). Отметим оптимально загруженные линии в таблице 27.

Таблица 27 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Наименование ВЛ	$I_{\text{max}}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_{\text{max}}/I_{\text{доп}}$ , %
Аэродром ВН 2 – Хурба ВН	106	450	23,56
АмТЭЦ-1–Комсомольская 110	256	450	56,89
Хурба ВН–Комсомольская 110	149	450	33,11

Исходя из результатов расчета послеаварийных режимов можно сделать вывод о том, что для их оптимизации можно увеличить напряжение на источниках питания, тем самым, не прибегая к использованию дополнительных средств КРМ. Таким образом можно выровнять уровень напряжения в сети и снизить потери мощности. Данные по потерям активной мощности (P) приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	1,27
Отключена ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – ПС Аэродром	2,16
Отключен один трансформатор на ПС Аэродром	1,40

Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 21 и 22.



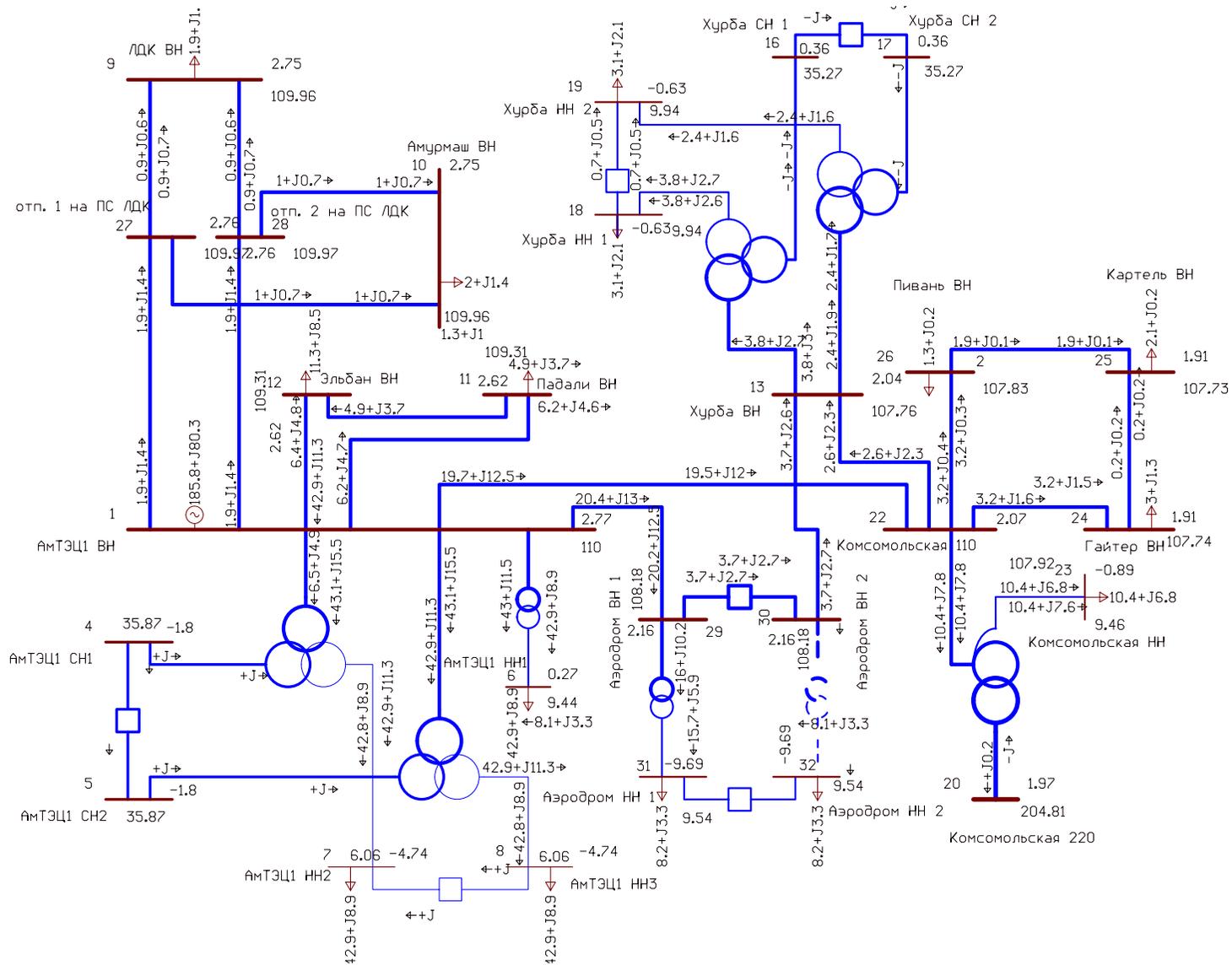


Рисунок 22 - Схема послеаварийного режима сети «отключен один трансформатор на ПС Аэродром»

## 6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ 110/ 10 КВ ПС АЭРОДРОМ

### 6.1. Расчет ТКЗ в ПВК RastrWin 3

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 110 и 10 кВ проектируемой ПС Аэродром.

Расчет токов короткого замыкания применяется для выбора и проверки оборудования [30].

Основные пункты при расчетах токов КЗ, которыми возможно пренебречь:

- намагничивающими токами СТ;
- ёмкостной проводимостью линий;
- насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- также принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса короткого замыкания.

Для расчета тока трехфазного КЗ воспользуемся ПВК RastrWin 3. Программный комплекс предназначен для расчёта токов короткого замыкания и несимметричных режимов.

Исходные данные задаём с помощью табличного ввода в ПВК RastrWin 3. Основной схемой является схема замещения прямой последовательности. Все необходимые данные забиваются в шаблон «динамика.rst». Нессимметрия рассчитывается по данным из шаблона динамика.rst» с заданной информацией по параметрам схемы прямой последовательности. Расчет ТКЗ запускается по нажатию на кнопку в виде молнии [30].

Расчётный вид КЗ – трёхфазное. По нему согласно ПУЭ, проверяется динамическая устойчивость шин, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок.

В процессе расчётов ТКЗ необходимо определить следующие значения:

- $I_{уд}$  – ударный ТКЗ;
- $I_{ап.уст}$  – номинальное напряжение аппарата;

- $V_k$  – термическая стойкость;
- $I_{\text{раб}}$  – рабочий ток;
- $I_{\text{раб.макс}}$  – максимальный рабочий ток.

Схемы замещения представлены на рисунках 18 и 19 соответственно.

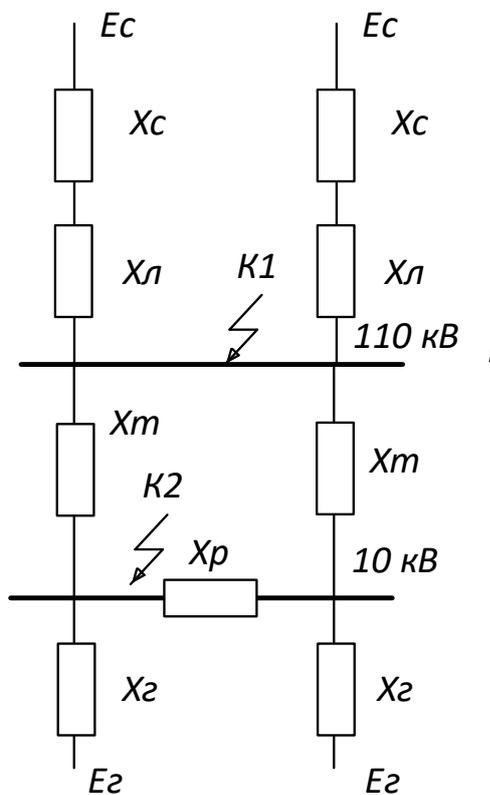


Рисунок 23 – Схема замещения

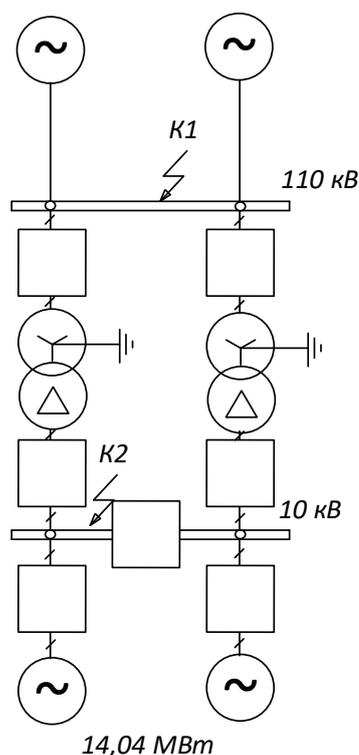


Рисунок 24 – Расчётная схема

Согласно [15] в электроустановках выше 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, а также токопроводов. Активное сопротивление следует учитывать только для ВЛ с проводами малых сечений и стальными проводами, а также для протяженных кабельных сетей малых сечений с большим активным сопротивлением.

Данные по генератору ТВФ-63-2У3 приведены в таблице 29.

Таблица 29 - Паспортные данные генератора ТВФ-63-2У3

Название величины	Генератор ТВФ-63-2У3
Активная мощность, P (МВт)	63
Косинус угла $\varphi$ , $\cos\varphi$	0,8
Полная мощность, $S_n$ (МВА)	78,75
Номинальное напряжение, $U_{ном}$ (кВ)	10,5
Номинальный ток, $I_{ном}$ (А)	4,33
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, $x''_{d*}$ (о.е.)	0,153

Расшифровка букв в типе генератора:

T – турбогенератор;

ВФ – с водородным форсированным охлаждением обмоток;

63 – номинальная активная мощность, МВт.

Для расчета токов КЗ в ПВК RastrWin 3 необходимо определить реактивное сопротивление прямой последовательности генератора и его ЭДС.

$$x = \frac{x''_d \cdot U_{ном}^2}{S_n}, \quad (18)$$

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генератора ТВФ-63-2У3 по формуле 18:

$$x_{n.n.} = \frac{0,153 \cdot 10,5^2}{78,75} = 0,21 .$$

Реактивное сопротивление обратной последовательности рассчитывается по формуле:

$$x_{o.n.} = 1,22 \cdot x_{n.n.}, \quad (19)$$

$$x_{o.n.} = 1,22 \cdot 0,27 = 0,26 .$$

В приближённых расчётах ТКЗ для расчёта параметров нулевой последовательности ЛЭП можно использовать отношения  $x_0/x_1$ . Для

одноцепной линии без заземленных тросов это отношение равно 3. Для двухцепной линии без заземленных тросов 4,7.

При расчёте элементов схемы нулевой последовательности в ПВК RastrWin 3 предусмотрена возможность применения макрокоманды для формирования параметров схем замещения обратной и нулевой последовательностей. Макрос генерации приблизительных данных последовательностей находится в директории «macro» и называется «MakeNonSym.rbs». Он работает в автоматическом режиме и не требует настройки. Данный макрос можно запустить через меню Расчёты/Выполнить/ТКЗ/«MakeNonSym».

Все полученные значения сопротивлений и исходные данные для расчёта режима КЗ в ПВК RastrWin 3 представлены в таблицах 30– 32.

Таблица 30 – Узлы/Несим/ИД

Номер узла	Наименование узла	$U_{\text{ном}}$ , кВ
29	Аэродром ВН 1	110
30	Аэродром ВН 2	110
31	Аэродром НН 1	10
32	Аэродром НН 2	10

Таблица 31 – Ветви/Несим/ИД

Тип	Наименование	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	R0, Ом	X0, Ом	G0, мкСм	B0, мкСм
Тр-р	Аэродром ВН 1 - Аэродром НН 1	7,94	138,64	1,06	5,19	7,94	138,64	1,06	5,19
Тр-р	Аэродром ВН 2 - Аэродром НН 2	7,94	138,64	1,06	5,19	7,94	138,64	1,06	5,19

Таблица 32 – Значения токов КЗ

Место КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА
Шины 110 кВ ПС Аэродром	3,546	1,156
Шины 10 кВ ПС Аэродром	7,326	2,436

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (20)$$

где  $I_{\text{ПО}}^{(3)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ;

$K_{y\partial}$  – ударный коэффициент.

Для части системы, с которой подстанция связана ВЛ напряжением 110 кВ ударный коэффициент равен  $K_{y\partial}=1,717-1,78$  (принимаем 1,78) значение постоянной времени  $T_a = 0,03-0,04$  (принимаем 0,04) [4].

$$i_{y\partial 110} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 3,546 = 8,93 A$$

$$i_{y\partial 10} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 7,326 = 18,44 A$$

Таблица 33 – Значения ударного тока на ПС Аэродром

Ударный ток	ВН (110 кВ)	НН (10 кВ)
$i_{y\partial}$	8,93	18,44

Также при выборе оборудования необходимо рассчитать максимальный рабочий ток  $I_{\max}$ , так как оборудование должно выдерживать на случай ремонта или аварии на одной из линий.

Мощность КЗ в начальный момент короткого замыкания:

$$S = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot I_{\text{П0,ВН}}, \quad (21)$$

$$S_{\text{ВН}} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 3,546 = 675,60 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{НН}} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 3,546 = 126,89 \text{ МВА}$$

Таблица 34 – Значения мощности КЗ в начальный момент времени на ПС Аэродром

Мощность КЗ	ВН 110кВ	НН 10кВ
$S_{\text{КЗ}}$ , МВА	675,60	126,89

## 6.2 Выбор выключателей

Одним из самых главных элементов ОРУ для ПС является модуль силового выключателя с однополюсной изоляцией, который состоит из двух компонентов:

- 1) Дугогасительная камера;
- 2) Привод.

Дизайн дугогасительной камеры и привода основан на хорошо зарекомендовавших себя и, в основном, типовых конструктивных решениях, которые многократно использовались в коммутационных устройствах наружной установки. Данный силовой выключатель применяется в конструкциях с однополюсным дугогашением.

Благодаря современным производственным технологиям возможно размещение привода в компактном корпусе. Расположение пружин включения и выключения в блоке привода обеспечивает простоту и надежность конструкции. За счет этого снижается количество компонентов, приводимых в движение. Использование в приводе подшипников качения и не требующего технического обслуживания механизма взвода пружины является предпосылкой для его надежной эксплуатации в течение нескольких десятилетий. Также, применяются хорошо зарекомендовавшие себя конструктивные решения, например, такие, как вибростойкие защелки и не требующее механической энергии устройство деблокировки механизма взвода пружины [21].

В дугогасительной камере, предназначенной для гашения дуги в силовом выключателе, используется автокомпрессионный принцип. Вследствие малой энергии привода, необходимой для коммутаций, необходимы небольшие механические усилия, что положительно сказывается на нагрузке выключателя и корпуса [17].

В процессе отключения первым размыкается главный контакт, в результате чего ток переходит на еще замкнутый подвижный дугогасительный контакт. Это предотвращает эрозию главного контакта. В процессе расхождения контактов образуется дуга. Одновременно с этим контактный цилиндр перемещается в цоколь и сжимает находящийся там элегаз. Сжатый элегаз с высокой скоростью поступает через контактный цилиндр в межконтактный промежуток и гасит дугу.

При отключениях токов КЗ элегаз, находящийся в непосредственной близости от дугогасительных контактов, сильно нагревается вследствие термического воздействия энергии дуги. Это приводит к росту давления в контактном цилиндре. Далее, замкнутый дугогасительный контакт освобождает сопло. При этом элегаз вырывается из контактного цилиндра в сопло и гасит дугу. Клапан обратного удара контактного цилиндра предотвращает передачу высокого давления газа в резервуар нагревания. По

этому принципу энергия направляется на создание необходимой компрессии, не растрчиваясь на привод.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:  $U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}$ ,

где  $U_{\text{ап.уст}}$  – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$  – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюдать условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}},$$

где  $I_{\text{раб.мах}}$  – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}},$$

где  $i_{\text{мах}}$  – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (22)$$

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

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

Тепловой импульс для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом, время отключения равно:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}}, \quad (23)$$

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл} = 5 + 0,06 = 5,06 \text{ с.}$$

где  $\Delta t$  - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае  $\Delta t = 5$  с.

$$B_k = 3,546^2 \cdot (5,06 + 0,02) = 63,88 \text{ кА}^2\text{с};$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (24)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,6 \text{ кА.}$$

где  $\beta_n$  - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_n = 40$ ;

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток, для данного выключателя

$$I_{откл} = 40 \text{ кА.}$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\max} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}, \quad (25)$$

$$I_{\max} = \frac{675,60}{\sqrt{3} \cdot 110} = 3,55 \text{ кА.}$$

Для ПС Аэродром выберем элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-110 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш». Баковые выключатели по сравнению с колонковыми обладают большей сейсмостойкостью, благодаря своей компактной конструкции и низкому расположению центра тяжести.

ВЭБ-110 выполненный в трехполюсном исполнении: три полюса (баки с одно разрывным дугогасительным устройством) размещаются на одной раме и управляются одним пружинным приводом повышенной мощности. Выключатель предназначен для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом. Выключатель снабжен устройствами электроподогрева полюсов, заполненных элегазом, обеспечивая надежную работу выключателя в условиях экстремально низких температур и ветровой нагрузкой, способен выдерживать температуру до минус 60°C. С помощью установленных в устройствах электроподогрева датчиков температуры предусмотрена сигнализация об исправной работе нагревателей [3].

ВЭБ-110 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-110. На полюсы выключателя может быть установлено до 6 трансформаторов тока для коммерческого учета, измерения и защиты.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 35.

Таблица 35 – Сравнение каталожных и расчетных данных для 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 126 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{p\text{MAX}} = 355 \text{ А}$	$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{уд} = 8,93 \text{ кА}$	$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$V_K = 63,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 1300 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{ПО} = 3,546 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ПО} = 3,546 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

Расчет выключателей для КРУ 10 кВ проводится аналогично предыдущему напряжению 110кВ.

$$I_{\max} = \frac{126,89}{\sqrt{3} \cdot 10} = 7,26 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 25 = 14,14 \text{ кА.}$$

$$B_k = 7,326^2 \cdot (5,06 + 0,02) = 272,65 \text{ кА}^2\text{с};$$

Для ячеек 10кВ примем вакуумный выключатель серии ВВУ-СЭЩ-Э-10. Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ (вводного выключателя), СВ (секционного выключателя) и ВН (выключателя нагрузки) 10 кВ представлено в таблицах 36, 37 и 38 соответственно.

Таблица 36– Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ-10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{p\max} = 726 \text{ А}$	$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{уд} = 18,44 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_k = 272,65 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{по} = 7,326 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{по} = 7,326 \text{ кА}$	$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$

Таблица 37 – Сравнение каталожных и расчетных данных для СВ-10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{p\text{MAX}} = 726 \text{ А}$	$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{уд} = 18,44 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_K = 272,65 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ПО} = 7,326 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ПО} = 7,326 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

Таблица 38 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВН 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{p\text{MAX}} = 726 \text{ А}$	$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{уд} = 18,44 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_K = 272,65 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ПО} = 7,326 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ПО} = 7,326 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

Как видно из результатов сравнения выключатели соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

### 6.3 Выбор КРУ 10кВ

Для КРУ-10 кВ ПС Аэродром выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63 6 (10) кВ.

Комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63 предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6(10) кВ на токи 630-2 000

А. В качестве вводных и секционных распределительных шкафов на номинальные токи 2 000-3 150 А должны применяться КРУ-СЭЩ-63 [26].

### 6.3.1 Преимущества КРУ-СЭЩ-63 6 (10) кВ

3) Два исполнения шкафов – первый с дверью отсека выкатного элемента и второй без двери (с фасадным листом);

4) Перемещение выключателя из рабочего положения в контрольное при закрытой двери;

5) Основные узлы – выключатель, изоляторы, трансформаторы тока и напряжения российского производства, изготавливаются на одном предприятии, что обеспечивает их гарантируемую надёжную совместную работу.

Таблица 39 – Основные параметры КРУ-СЭЩ-63 6 (10) кВ

Технические характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток главных цепей при частоте 50 Гц	630; 1000; 1250; 1600
Номинальный ток отключения вакуумного выключателя, кА	20; 25; 31,5
Габаритные размеры, мм (ШхВхГ)	750х2270х1165(1365)

Таблица 40 – Перечень комплектующей аппаратуры КРУ-СЭЩ-63 6 (10) кВ

Комплектующая аппаратура	Наименование
Вакуумные выключатели	ВВУ-СЭЩ; ВВМ-СЭЩ; ВВЕ-СЭЩ-10
Элегазовые выключатели	LF-1; LF-2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ
Трансформаторы тока нулевой последовательности	ТЗЛК-СЭЩ
Измерительные трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ; НАЛИ-СЭЩ; НОЛ-СЭЩ
Трансформаторы собственных нужд	ТЛС-СЭЩ

### 6.3 Выбор разъединителей

Разъединители и заземляющие устройства КРУ.

Расчет разъединителей аналогичен расчету для выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой [30].

Ячейки оснащены разъединителями, встроенными в сами выкатные элементы КРУ-СЭЩ-63 10кВ.

В разомкнутом положении разъединители гарантируют безопасный изоляционный промежуток между элементами РУ с различным потенциалом. Они служат для полного отключения распределительного устройства и его компонентов и применяются для секционирования сборных шин и отключения отходящих линий. Два конусообразных проходных смоляных изолятора являются несущими для токопровода и контакта изоляционного промежутка.

Газ в модуле, находящийся под давлением, создает изоляцию высокого напряжения между активными компонентами и металлическим корпусом. В

зависимости от расположения распределительного устройства этот модуль может заключаться в различные корпуса, которые позволяют варьировать контактные выводы проводников к соседним модулям. Возможно подключение сразу двух заземлителей. Модули имеют отдельный, а в некоторых случаях и общий с соседними модулями ОРУ, датчик контроля давления элегаза.

Заземлители (например, рабочий заземлитель или заземлитель сборной шины) – это коммутационные аппараты для заземления и шунтирования цепей. Со стороны вывода применяется зачастую заземлитель, реагирующий на допустимый ток включения (быстродействующий заземлитель), чтобы обеспечить свободу величины напряжения и снизить риск для распределительного устройства, например, если противоположная сторона была неправильно отключена. Заземлители в изолированном исполнении используются для измерений и испытаний приборов релейной защиты.

В распределительном устройстве открытого типа штифтовой контакт заземлителя имеет изолированный от корпуса вывод. В таком исполнении они применяются преимущественно в комбинации с разъединителем, однако возможно и исполнение в собственном корпусе в качестве отдельного модуля. Находящийся под потенциалом земли, подвижный штифтовой контакт входит в неподвижный контакт. Если заземлитель быстродействующий, он оснащается пружинным приводом. Пружина, сохраняющая необходимую энергию, оснащена встроенным электродвигателем, а в аварийном случае взводится вручную.

Общие признаки разъединителей и заземлителей:

- Три фазы одной ячейки имеют надежное механическое соединение через тягу привода вне корпуса, поэтому все три фазы приводятся в движение одним приводом.
- Контакты вспомогательного переключателя и указатель коммутационного положения надежно соединены механически непосредственно с приводным валом.

- В разъединителях и рабочих заземлителях используются отдельные, но одинаковые приводы.
- Возможно аварийное включение/отключение вручную.
- По желанию заказчика корпус может быть оснащен смотровыми окнами.

#### **6.4 Выбор трансформаторов тока**

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей [11].

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (26)$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx R_2$ .

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

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (27)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм<sup>2</sup> для меди и 4 мм<sup>2</sup> для алюминия. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм<sup>2</sup>. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов

контроля и учета, считая, что  $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$ . Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 42.

Таблица 41 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
			А	В	С
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Линии 10 кВ					
Амперметр	10	ЦП 8501/10	5	5	5
Ваттметр	10	ЦП 8506/120	1	1	1
Варметр	10	ЦП 8506/120	1	1	1
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	5	5	5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Секционные выключатели 10кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5

Для обеспечения заданного класса точности необходимо чтобы соблюдались следующие условия:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}) \quad (28)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (29)$$

$$r_{\text{пр}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (30)$$

где  $r_{\text{ПР}}$  - сопротивление проводов;

$r_{2 \text{ ном}} = 20 \text{ Ом}$  - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока,

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2}, \quad (31)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{19,3}{5^2} = 3,86 \text{ Ом}$$

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

$I_{2Н}$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,05$  Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода:

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 3,86 - 0,05 = 16,09 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (32)$$

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

$\rho = 0,0175$  - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{16,09} = 0,11 \text{ мм}^2$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 42.

Таблица 42 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

$U_H$ , кВ	$l$ , м
330	150-200
220	100-150
110	75-100
10	6-10

Принимаем кабель с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (33)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 3,86 + 0,7 + 0,05 = 4,61 \text{ Ом}.$$

На стороне ВН трансформатор тока выбираем марки ТОГФ – 110 УХЛ 1. Принятый к установке ТТ представляет из себя сборный отдельностоящий блок опорной металлоконструкции, который предназначается для наружной установки в электроустановках трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц, в составе открытых распределительных устройств (ОРУ) класса напряжения 110 кВ, в районах с умеренным и холодным климатом, в условиях нормальной и загрязненной атмосферы.

Трансформатор тока монтируется обычно со стороны отходящей линии силового выключателя. Однако, при необходимости, модуль трансформатора тока может быть также встроен в любом месте ячейки или установки. Токопроводы высокого напряжения образуют первичную обмотку. Сердечники со вторичными обмотками рассчитываются в соответствии с требованиями к количеству ответвлений, классу точности и мощности. Переключение на различные коэффициенты трансформации происходит на клеммах вторичной обмотки трансформатора, выведенных через газонепроницаемую вводную плиту. Герметичная конструкция трансформатора тока обеспечивает высокий класс электромагнитной совместимости.

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

Таблица 43 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 400 \text{ А}$ $I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \text{ с}$ $S_{нагр} = 20 \text{ ВА}$ $Z_{2ном} = 300 \text{ Ом}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$ $I_{раб. max} = 355 \text{ А}$ $Z_2 = 4,61 \text{ Ом}$ $r_{приб} = 3,86 \text{ Ом}$ $r_{np} = 0,7 \text{ Ом}$	$U_{ном} \geq U_{уст.а}$ $I_{ном} \geq I_{раб. max}$ $Z_{2ном} \geq Z_2$

На стороне НН выбираем трансформатор тока в составе КРУ ТОЛ-СЭЩ-21-У2. Расчет производим аналогично. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 44.

Таблица 44 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1500 \text{ А}$ $I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \text{ с}$ $S_{нагр} = 20 \text{ ВА}$ $Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$ $I_{раб. max} = 726 \text{ А}$ $Z_2 = 4,61 \text{ Ом}$ $r_{приб} = 3,86 \text{ Ом}$ $r_{np} = 0,7 \text{ Ом}$	$U_{ном} \geq U_{уст.а}$ $I_{ном} \geq I_{раб. max}$ $Z_{2ном} \geq Z_2$

### 6.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}, \quad (34)$$

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

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

На стороне ВН 110 кВ устанавливаем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-110-УХЛ1. Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 используется для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью. Основное назначение ТН: передача сигнала измерительной информации устройствам автоматики, приборам измерения и защиты, сигнализации и управления. Имеет каскадную конструкцию и состоит из двух ступеней в фарфоровых корпусах с металлическими фланцами. Каждая ступень трансформатора имеет по два магнитопровода, закрепленных на соответствующих фланцах.

Трансформатор устойчив к токам короткого замыкания и дуговым разрядам на линии.

- Измерительный трансформатор напряжения состоит из:
- первичной обмотки;
- одной или нескольких вторичных обмоток на каркасе;
- обмотки стального сердечника.
- Высоковольтное присоединение к распределительному устройству реализовано через первичную обмотку, закрепленную на герметичном проходном изоляторе [17].

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 45.

Таблица 45 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество, шт	Тип	Нагрузка Р, Вт
Шины 110 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{14,04^2 + 5,62^2} = 15,12 \text{ ВА.}$$

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

Таблица 46 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_P = 15,12 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИТ–10-У.

$$S_P = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{14,04^2 + 5,62^2} = 15,12 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 47.

Таблица 47 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН-10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 60 \text{ ВА}$	$S_P = 15,12 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

### 6.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [22].

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд представлена в таблице 48.

Таблица 48 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд ТМГ – 63/10/0,4 кВ.

Вид	cos	P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , квар
Охлаждение трансформатора	0,73	20,6	18,5
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение КРУЭ	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	18,5

$$S_{pac} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (35)$$

$$S_{pac} = \sqrt{303,6^2 + 18,5^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора марки ТМГ – 63/10/0,4 кВ.

### 6.7 Выбор и проверка ОПН

Ограничители перенапряжений являются разрядниками, которые не имеют искровых промежутков и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений [31].

К основным характеристикам ограничителей перенапряжений относятся:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Для того, чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{нр}$ , которое для сетей 110 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,15 \times U_{ном}, \quad (36)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \times 110 = 126,5, \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент  $K_B$ , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48 [28].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (37)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{126,5}{1,48} = 85,47 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-Ф-110/10 УХЛ1.

Для устойчивой работы ОПН необходимо знать значение удельной энергоёмкости. По удельной энергоёмкости все ОПН делят на 5 классов [31].

Таблица 49 – Классы энергоёмкости ОПН

Класс разряда линии	1	2	3	4	5
Удельная энергоёмкость, кДж/кВ	До 2	2,5-3,0	4,0-4,5	7,0	10,0

Удельная энергоёмкость принятого ОПН составляет 2,75 кДж/кВ, что относит его ко 2му классу энергоёмкости. Осуществляем выбор ОПН для НН 10 кВ.

$$U_{н.р.} = 1,1 \times 10 = 11,0 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{11}{0,9} = 12,3, \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-Ф-10/12,7/1 УХЛ1. Удельная энергоёмкость составляет 1,5 кДж/кВ, соответственно, это 1 класс энергоёмкости.

### **6.8.Выбор опор**

В настоящий момент большое распространение получили стальные многогранные опоры. Многогранные опоры устанавливают для линий электропередачи напряжением 10-500кВ. 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. Такая 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:

- 1) транспортабельность;
- 2) малый отвод земли,
- 3) надежность;
- 4) вандалоустойчивость;
- 5) адаптивность,
- 6) 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 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 под опоры, так и при сборке и установке самих опор, что позволяет быстрее производить работы, соответственно 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 – ПМ110-2, угловая анкерная опора – УАМ110-2, анкерная опора – АМ110-2.

Кампанией ОАО «НТЦ Электроэнергетики» разработаны стальные многогранные одноцепные опоры ПМ1110-1, ПМ110-2, ППМ110-2, АМ110-1, УАМ110-1 изготавливаются по типовому проекту шифр 22.0099; УМ35-1, опоры ПМ110-4, ПМ110-6 - по типовому проекту шифр 28.0034 предназначены для ВЛ 110 кВ.

## 7. ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данной магистерской диссертации рассмотрен вариант инновационного развития ПС Аэродром на базе «Smart Grid» - «умная сеть электроснабжения». Актуальность выбранного варианта инновационного развития состоит в проблеме непрерывной работы электросетей, которая остается нерешенной во всем мире: даже в относительно благополучных в этом смысле странах 100%-ной отказоустойчивости сетей достичь не удастся. В США этот показатель составляет 99,97%, всего несколько сбоев за год могут привести к убыткам в \$100–150 млрд [31].

По сути, это менее централизованная, более управляемая автоматизированная инфраструктура, построенная на основе нескольких активно развиваемых сегодня концептов. В их числе – продвинутая инфраструктура для учета потребления и различные решения для визуализации распределения нагрузок и доступного ресурса сети в реальном времени. Концепцию Smart Grid внедряют сегодня энергетические компании по всему миру.

Первая концепция предполагает мгновенный расчет стоимости потребленного предприятием энергоресурса, вплоть до вывода точной стоимости суточного расхода на специальную панель или на мобильные устройства потребителей. Вторая заключается в создании и использовании интерактивной панели управления ресурсами сети, которая в реальном времени оптимизирует распределение нагрузки для предотвращения блэкаутов.

В России технологию Smart Grid внедряют «Россети» в рамках 10 пилотных проектов: это собственное решение компании, которое, как ожидается, позволит сократить потери электроэнергии на 225,3 млн кВтч и достичь уровня оптимизации ремонтов на сумму 35,8 млрд руб.

Одну из первых «цифровых» подстанций 110 кВ открыла МРСК Сибири в Красноярске в 2018 г. ПС выполнена на базе программно-технического комплекса iSAS – интегрированной системы защиты и управления подстанцией для обеспечения релейной защиты, противоаварийной автоматики и АСУ. За счет цифровизации удалось уменьшить количество кабеля различного назначения в 10 раз: со 150–160 км до примерно 15 км. В целом подстанция стоила на 5% дешевле аналогов предыдущего поколения, а в перспективе, учитывая повышение надежности ее работы за счет высокой степени автоматизации, нового качества мониторинга и управляемости, а также благодаря отсутствию оперативного персонала, за 30 лет эксплуатации ПС должна дать выгодный экономический эффект [31].

Технологии интеллектуальной электросети Smart Grid являются следующим шагом на пути эволюции систем передачи электроэнергии. Главное требование к такой сети — способность обслуживать большую часть производства электроэнергии от возобновляемых источников, таких как ветер и солнце, а также поддерживать коммутацию новых видов нагрузки, таких как электромобили. Это означает, что гибкость электрической сети необходимо увеличить. Контроллеры FACTS будут иметь важное значение в распределении потоков мощности и напряжения. С ростом объемов генерации таких видов энергии, как ветровая и солнечная энергия, будет происходить снижение стабильности электрической сети. По этой причине для стабилизации напряжения и подавления высших гармоник со временем в линии необходимо будет включать все большее число силовых электронных контроллеров.

Технологии Smart Grid открывают новые возможности, в которых потребитель играет гораздо более активную роль. В сущности, речь идет о потреблении, адаптируемом к производству. Такая концепция позволяет удовлетворять спрос, чтобы обеспечить большие объемы выработки электроэнергии от нерегулярных источников.

Системы FACTS облегчают процессы интеграции производства возобновляемой энергии, поскольку будут выполнять функции по регулированию напряжения, повышению стабильности электросети и контролю частоты и баланса мощности с помощью технологии динамического накопления энергии Dynamic Energy Storage (DynaPeaQ). При необходимости для поддержания сетевого напряжения в точке соединения, например, генераторов может применяться статический компенсатор реактивной мощности SVC или СТАТКОМ (SVC Light). Точно так же для потокораспределения мощности в новые и существующие сети могут быть включены устройства TCSC (конденсатор продольной компенсации с тиристорным управлением) [31].

Состояние электроэнергетических сетей в России приближается к критической степени износа. Запас работоспособности и прочности энергетических систем практически исчерпан. На сегодняшний день по разным результатам приблизительно 60-70% основных фондов электросетевого комплекса уже давно выработали срок службы. В условиях резкого увеличения объемов потребления энергоресурсов диспетчерские управления не всегда справляются с возникающими ситуациями, что приводит к соответствующим последствиям и убыткам для энергетических компаний.

Потребность в новых современных решениях подобных ситуаций – это не просто вопрос минимизации убытков, это условие развития энергетической отрасли в целом. Современные нагрузки на энергосистему требуют быстрого и максимально точного анализа состояния рабочей системы для локализации неполадок, либо предотвращения таковых с помощью прогноза нагрузок на отдельные сегменты системы. В этом плане энергетические сети все больше требуют дополнения новыми цифровыми интеллектуальными решениями, способными помогать выполнять задачи сбора и анализа большого количества данных.

В ряде европейских стран процесс модернизации электроэнергетики в направлении создания «умных» сетей электроснабжения, получивших название Smart Grid, системно и последовательно идет уже длительное время. «Интеллектуальное» руководство электросетью обеспечивает автоматизацию, мониторинг и контроль двусторонней передачи энергии на всех этапах – от электростанции до бытовой розетки. Для масштабов России быстро внедрить и полностью перейти на использование Smart Grid решений не так просто.

Первые «умные» распределительные сети появились в Москве, Санкт-Петербурге и Казани, чуть позже в Иркутске. Один из таких проектов — пилотная зона, реализуемая совместно с «Ленэнерго». Она включает в себя участок сети 6 кВ в исторической части Санкт-Петербурга. Задача проекта – подтвердить 7 предлагаемых решений и технологий, на реальном примере продемонстрировать возможность интеграции в сети Smart Grid.

Также стоит внимания проект в Сибири, где технологии Smart Grid внедряются на базе «Иркутской электросетевой компании». Компания Schneider Electric предоставила комплекс услуг по налаживанию «умной» сети, включая проектирование, поставку и монтаж оборудования, установку программного обеспечения и последующее сервисное обслуживание аппаратуры. Более того, было проведено обучение сотрудников основам работы с новой технологией.

Следующий успешный проект – это кейс АО «Башкирская электросетевая компания» в Уфе. На данный момент выполнен пилотный проект и ведется работа по его тиражированию на город в целом. В рамках пилотного проекта было заменено устаревшее оборудование на новое с функциями наблюдаемости и управляемости, а также с высоким уровнем безопасности и надежности. Также установлены приборы коммерческого учета электроэнергии и организован центр управления сетями для города в целом. В результате реализации проекта фактический уровень потерь электроэнергии снизился с 19% до 1%. [31]

Без новых подходов в выстраивании в организации производственных процессов не возможно будущее любой из отраслей, в том числе энергетики. Безусловно, реализация концепции Smart Grid в России – процесс долгий и многоэтапный. Вместе с тем, использование «умных» платформ для управления большими данными энергопотребления дает целый перечень преимуществ.

Одна из наиболее важных возможностей «умных» систем – это способность снижения текущих расходов. Подстанции нового поколения позволяют снизить текущие расходы путем объединения нескольких систем управления и мониторинга в одну сеть. В то же время происходит снижение капитальных расходов. Не менее важным следствием внедрения smart сетей выступает улучшение защиты энергосистемы, поскольку информация со всех станций и подстанций сможет контролироваться с единого приложения.

целом проект Smart Grid имеет средне- и долгосрочный горизонт возврата инвестиций. Чтобы сделать сеть экономически эффективной и умной, необходим целый комплекс мероприятий. Исходя из опыта стран Европы требуется в среднем полтора года, чтобы система начала оправдывать капиталовложения.

На сегодняшний день львиная доля инновационных технологий в электроэнергетике разработана за рубежом. Исходя из этого большинство интеллектуальных систем мониторинга и контроля не может быть использовано в сетях России в полных объемах, поскольку существует ряд технологических отличий электроэнергетической инфраструктуры России и стран Запада. В этом плане отечественные разработки в сфере интернета вещей, смарт микросетей, систем анализа и управления энергосистем имеют все шансы закрепиться на огромном рынке, который только начинает развитие.

Смарт решения в области энергетики, которых ждет рынок – это прежде всего те, что будут направлены на решение основных задач отрасли: повышение качества и надежности энергоснабжения, увеличение

операционной эффективности, качественное улучшение технического состояния энергосетевой инфраструктуры, повышение энергоэффективности.

Действующую электроэнергетическую систему без Smart Grid можно охарактеризовать как пассивную и централизованную, особенно в части последней цепочки – от распределительных сетей до потребителей. Именно в этой части цепочки поставки электроэнергии технология Smart Grid наиболее существенно изменяет принципы функционирования, предлагая новые принципы активного и децентрализованного взаимодействия.

Технология Smart Grid характеризуется несколькими инновационными свойствами, отвечающими новым потребностям рынка, среди которых можно выделить следующие:

1. Активная двунаправленная схема взаимодействия в реальном масштабе времени информационного обмена всеми между элементами и участниками сети, от генераторов энергии до конечных устройств электропотребителей.

2. Охват всей технологической цепочки электроэнергетической системы, от энергопроизводителей (как центральных, АЭС, ТЭЦ, ГЭС, так и автономных ДГУ, солнечных индивидуальных генераторов, накопителей энергии), электrorаспределительных сетей и конечных потребителей.

3. Для обеспечения информационного обмена данными в Smart Grid предусмотрено использование цифровых коммуникационных сетей и интерфейсов обмена данными. Одной из важнейших целей Smart Grid является обеспечение практически непрерывного управляемого баланса между спросом и предложением электрической энергии. Для этого элементы сети должны постоянно обмениваться между собой информацией о параметрах электрической энергии, режимах потребления и генерации, количестве потребляемой энергии и планируемом потреблении, коммерческой информацией.

4. Smart Grid умеет эффективно защищаться и самовосстанавливаться от крупных сбоев, природных катаклизмов, внешних угроз.

5. Способствует оптимальной эксплуатации инфраструктуры электроэнергетической системы.

6. С точки зрения общей экономики Smart Grid способствует появлению новых рынков, игроков и услуг.

7. Благодаря современным технологиям Smart Grid может применяться как в масштабах зданий, предприятий, так и для обычных домашних электрических устройств, например холодильника или стиральной машины. Соответственно, все устройства, входящие в состав Smart Grid, должны быть оснащены техническими средствами, осуществляющими информационное взаимодействие.

Основные преимущества Smart Grid при применении ее для ПС  
Аэродром:

- Надежность и качество электроснабжения
- Smart Grid предотвращает массовые отключения, обеспечивает поставку чистой электроэнергии;
- Smart Grid постоянно контролирует все элементы сети с точки зрения безопасности их функционирования;
- Снижение потребления электрической энергии. Оптимальное потребление приводит к снижению потребностей в генерирующих мощностях;
- Самый главный эффект достигается за счет снижения количества и мощностей генерирующих элементов сети. Это ведет, например, к снижению выброса CO в атмосферу;
- Снижение операционных затрат. Потребители имеют точную информацию о стоимости и могут оптимизировать свои затраты на электрическую энергию. Бизнес, в свою очередь, может оптимально

планировать и формировать затраты на эксплуатацию и развитие генерации и распределительных сетей.

Указанные преимущества касаются всех участников, от конечных потребителей и энергопоставщиков до всего общества в целом.

Безусловно, задача перехода к технологии Smart Grid должна являться долговременной стратегией, инициируемой и поддерживаемой на уровне государства. Переход к столь инновационной технологии предъявляет самые серьезные требования, как к технической модернизации основных элементов инфраструктуры, так и к изменению правил работы всего рынка. Основным драйвером такого перехода должна быть государственная стратегия повышения энергоэффективности и безопасности электроэнергетической системы страны в целом.

В России пока можно отметить начальный этап ознакомления и формирования первых организационных инициатив по Smart Grid, а также опробования отдельных технических решений. Пока не будет выработана реальная государственная стратегия по отношению к энергоэффективности, о развитии технологий Smart Grid говорить еще рано. Необходимо также учитывать гигантскую протяженность электrorаспределительных сетей в нашей стране и недостаточно развитую инфраструктуру. Однако первые инициативы в этой области у нас уже появляются.

## 8 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Целью данного раздела является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности. В данной магистерской диссертации будем производить расчёт для ранее выбранных двух вариантов (№1 и №2) подключения ПС Аэродром.

### 8.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанции.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [22]:

- капиталовложения на сооружение ПС;
- капиталовложения на сооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (38)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории.

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (39)$$

где  $K_{ТР}$  – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса

номинального напряжения;

$K_{ОРУ}$  – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат.

Расчёт капиталовложений для варианта № 1 - Сооружение заходов ВЛ Амурская ТЭЦ-1 – ПС Хурба на ПС Аэродром с образованием новых ВЛ, варианта №2 - Сооружение двухцепной ВЛ ПС Аэродром – Амурская ТЭЦ-1 и варианта №3 - Сооружение двухцепной ВЛ ПС Аэродром – ПС «Комосомольская» приведён в Приложении Д.

Результаты расчета капиталовложений сведены в таблицу 50.

Таблица 50 – Капиталовложения в сооружение подстанции Аэродром

Капиталовложения, тыс. руб.	Вариант №1	Вариант №2
Капиталовложения в строительство ВЛ	29835,40 (2x5,0км)	230212,33 (2x19,3км)
Капиталовложения в трансформаторы	71710,00	71710,00
Капиталовложения в ОРУ	189375,00	252500,00
Постоянная часть затрат	131300,00	131300,00
Итого:	422220,40	685722,33

Из расчета капиталовложений видно, что второй вариант строительства заметно дороже первого.

## 8.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Эксплуатационные издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (40)$$

где  $I_{AM}$  – амортизационные отчисления на реновацию;  
 $I_{Э.Р}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;  
 $I_{\Delta W}$  – затраты на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (41)$$

где  $\alpha_{тэоВЛ}$ ,  $\alpha_{тэоПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ( $\alpha_{тэоВЛ} = 0,008\%$ ;  $\alpha_{тэоПС} = 0,059\%$ ).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (42)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 КВт·ч электроэнергии, принята 1,5 тыс. руб/МВт·ч. [13]

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

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (43)$$

где  $K$  – капиталовложение в соответствующие оборудование;

$a_p$  – норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек для вариантов подключения приведён в приложении В.

Результаты расчета представлены в таблице 51.

Таблица 51 - Издержки

Вариант	И <sub>э,р</sub> , тыс.руб	И <sub>ам.</sub> , тыс.руб	И <sub>Δw</sub> тыс.руб	И, тыс.руб
№1	23389,40	19619,25	28645,2	73145,62
№2	28716,79	34286,12	28645,2	91648,11

### 8.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии.

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

Затраты определяются по формуле [11]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (44)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ( $E = 0,1$ );

$K$  – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

$I$  – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 52.

Таблица 52 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	422220,40	73145,62	128060,00
2	685722,00	91648,11	154410,00

Из двух рассматриваемых вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети у первого варианта меньше на 308354,10 тыс. руб по сравнению с вариантом под номером два.

#### 8.4 Оценка экономической эффективности вариантов

В задачи данного раздела входит сравнение предлагаемых вариантов по экономической эффективности.

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год [26]:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (45)$$

где  $W_t$  – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт·ч;

$T$  – одноставочный тариф для потребителя, тыс.руб/МВт·ч;

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (46)$$

где  $P_H$  – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;  
 $T_{max}$  – время использования максимума нагрузки (в год), принято  
 равным значению в 5200 ч.

$$W_t = 14,04 \cdot 5200 = 73008 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

$$O_{pt} = 73008 \cdot 2 = 146016 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$P_{\delta t} = O_{pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (47)$$

где  $K_t$  – суммарные капиталовложения в год;

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки в год;

$Y_t$  – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 (P_{\delta t}). \quad (48)$$

Величина прибыли после вычета налогов ( $P_{\text{чт}}$ ) численно равна прибыли от реализации ( $P_{\text{Бт}}$ ) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$P_{\text{чт}} = P_{\delta t} - H_t; \quad (49)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей  $\Delta_t$ , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

$$\Delta_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t = P_{\text{ч.м}} + I_{\text{м.т}} - K_t; \quad (50)$$

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \text{Э}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (51)$$

где  $d = 9,25\%$  – коэффициент дисконтирования;

$T_p$  – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

$t$  – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 5 лет.

Результаты расчёта ЧДД для вариантов №1 и №2 представлены на рисунках 25 и 26 .

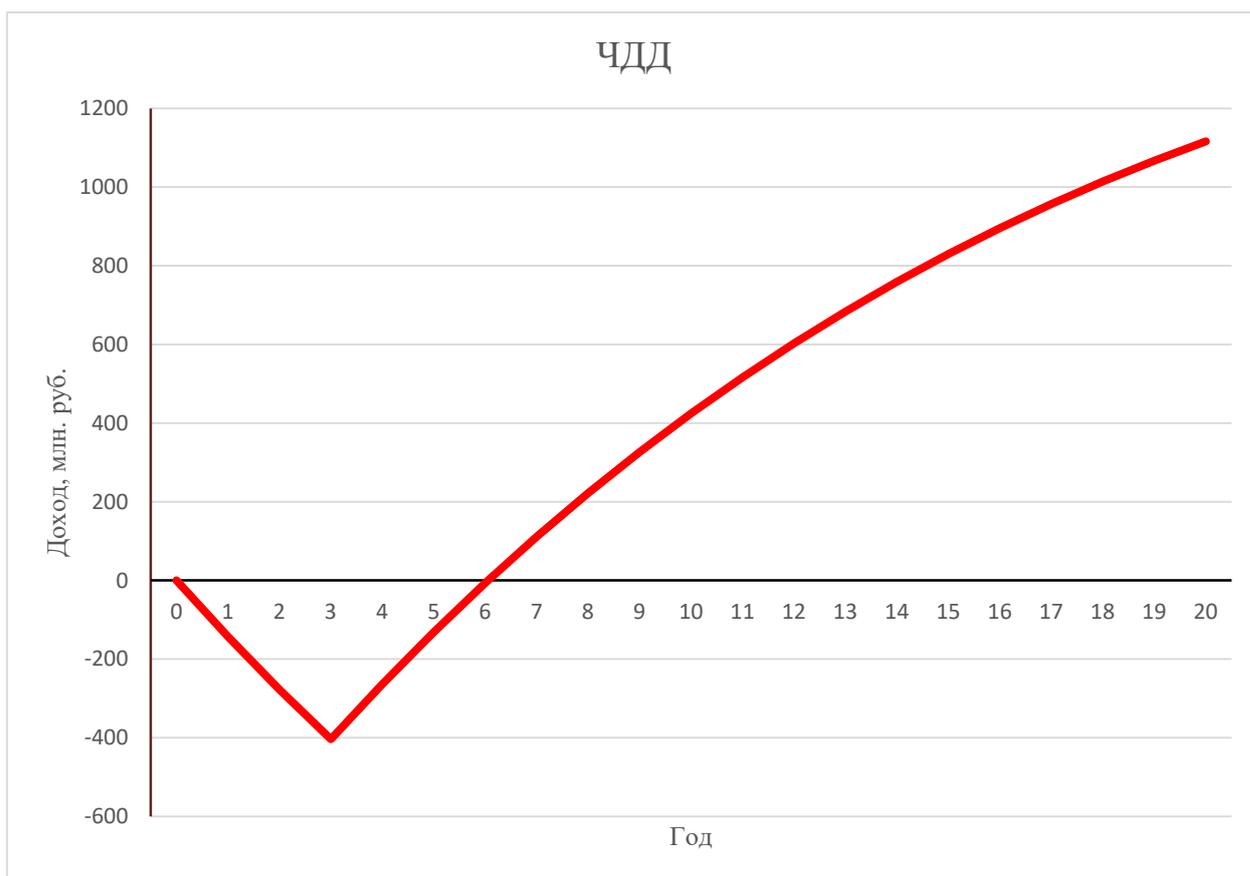


Рисунок 25 – График ЧДД для варианта №1

Из графика, представленного на рисунке 25 видно, что срок окупаемости варианта проектирования сети не превышает 6 лет. Значения

ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным, таким образом его можно рекомендовать к реализации.

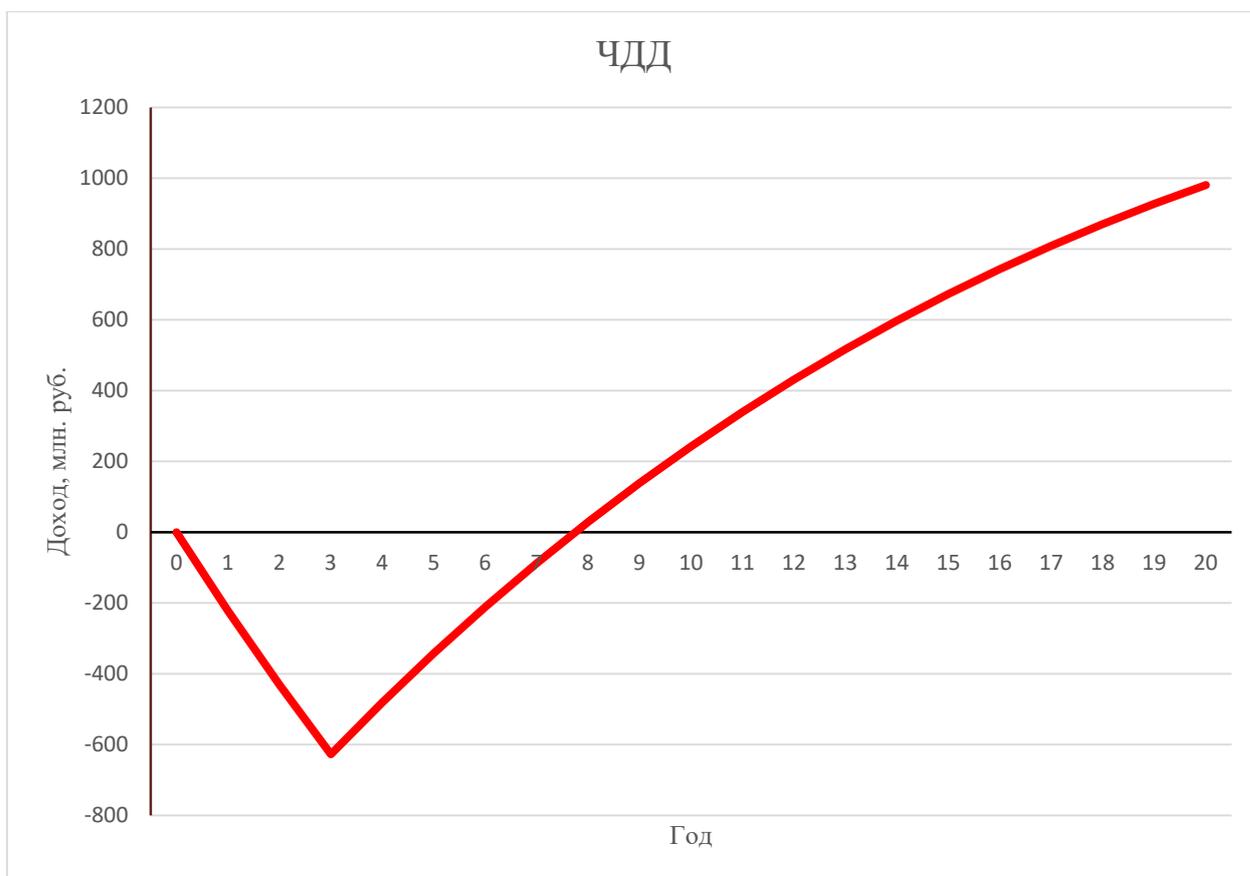


Рисунок 26 – График ЧДД для варианта №2

Из графика для варианта подключения №2 видим, что срок окупаемости проекта на 1,5 года больше, чем у варианта №1. Значения ЧДД положительны, а это означает, что проект также инвестиционно-привлекательный, но из-за большего срока окупаемости вариант №2 рекомендовать к реализации не рационально.

Таким образом, исходя из этих данных подводим итог, что наиболее оптимальным с точки зрения экономической эффективности является вариант подключения №1 «Сооружение заходов ВЛ Амурская ТЭЦ-1 – ПС Хурба на ПС Аэродром с образованием новых ВЛ». Соответственно, для дальнейшего расчета выбираем 1 вариант подключения проектируемой ПС Аэродром.

#### 8.4.2 Оценка рентабельности выбранного варианта

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [22]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (52)$$

где  $K$  – суммарные капитальные вложения;

$\mathcal{E}_t$  – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год  $t$ ;

$I_t$  – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

$H_t$  - налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (3 года) равна 20%.

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства объекта. Моментом окупаемости называется тот момент времени в расчётном периоде, после которого текущий ЧДД становится и остается положительным.

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. Расчёт оценки экономической эффективности для вариантов №1-3 представлены в приложении В.

Срок окупаемости выбранного варианта №1 «Сооружение заходов ВЛ Амурская ТЭЦ-1 – ПС Хурба на ПС Аэродром с образованием новых ВЛ» при капиталовложениях в 422, 220 миллионов руб. составит 6 лет.

Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций  $ИДД > 1$  ( $ИДД = 2.07$ ). Рентабельность проекта составит 24.47% в год, начиная с шестого года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Исходя из расчётов видно, что первый вариант подключения является наиболее привлекательным, так как у него наименьшие затраты, по сравнению с двумя другими вариантами и меньшие капиталовложения, а также его рентабельность выше, чем у остальных. Этот вариант является экономически эффективным и может рассматриваться как вариант подключения ПС Аэродром к существующей сети Хабаровского края (Комсомольского энергетического района).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации был выполнен структурный и режимный анализ участка существующей электрической сети Комсомольского энергетического района Хабаровского края,

Рассчитаны вероятностные перспективные характеристики электрических нагрузок, определяющиеся с целью проектирования надежной и экономически выгодной электрической сети.

С целью развития района объекта исследования были предложены варианты строительства новой подстанции и линий электрических передач.

Предложены три варианта развития электрической сети района проектирования с применением инновационного оборудования и использования элементов активно-адаптивной сети, позволяющие повысить надёжность электроснабжения потребителей электроэнергии, уменьшить потери электроэнергии в сети. Для выбранного варианта проектирования было предложено развитие на инновационной основе с применением «Smart Grid» - «Умная сеть электроснабжения».

Произведено техническое обоснование вариантов, осуществлено проектирование подстанций, линий электропередачи, сделан выбор необходимых элементов электрической сети.

Выполнены расчёты нормальных и послеаварийных режимов электрической сети для существующей сети., а также для сети после подключения спроектированной ПС Аэродром.

Осуществлён выбор оптимального варианта инновационного развития электрической сети на основании расчётов экономической эффективности. Из трех предложенных вариантов развития наиболее привлекательным оказался вариант №1 – «Сооружение заходов ВЛ Амурская ТЭЦ-1 – ПС Хурба на ПС Аэродром с образованием новых ВЛ».

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Часть I. Электроэнергетические системы и сети / Ананичева С.С., А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг – Екатеринбург, 2005 - 52 с.
2. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения / ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.
3. Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2017-2021 годы / Правительство Хабаровского края, 2019 – 149 с.
4. Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2019-2023 годы / Правительство Хабаровского края, 2017 – 112 с.
5. Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2020-2024 годы / Правительство Хабаровского края, 2020 – 272 с.
6. Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий : УЧЛ - К изучению дисциплины / Кочкин В.И., Нечаев О.П. - М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 248 с.
7. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. Пособие / А. А. Герасименко , В. Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс, 2006. -719 с.
8. Гринберг-Басин, М.М. Тяговые подстанции. Пособие по дипломному проектированию: Учебное пособие для техникумов ж.-д. транспорта – М.: Транспорт 1986. – 168 с. .
9. Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. М. / Энергоатомиздат, 2016.
10. Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 48 с.

11. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.

12. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.,

13. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. — М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 188 с.: ил.

14. Письмо Минстроя России от 4 апреля 2018 г. № 13606-ХМ/09 «О рекомендуемой величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2018 года, в том числе величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости пусконаладочных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости оборудования»

15. Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

16. Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах : Учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2010.– 238с.

17. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро/ - М.: Изд-во МЭИ, 2005, 352 с.

18. Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2018-2022 годов .

19. Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем : моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. - Новосибирск : Наука, 2002. - 344 с.
20. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с.
21. Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.
22. 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). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.
23. Технические характеристики провода АС 150/24 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.e-kc.ru/cena/provod-as-150-24> - 25.03.2020.
24. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.
25. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
26. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html>- 08.05.2020.
27. Каталог КРУ-СЭЩ-63 Комплектное распределительное устройство, Сам ара, 2019 – 16с.
28. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
29. Наумов И.В. Расчёт и выбор оборудования районных трансформаторных подстанций / Наумов И.В., Лещинская Т.Б., Иванов Д.А., Иркутск 2012 – 96 с.

30. Халилов Ф.Х. Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110-750 кВ / Халилов Ф.Х., 2005. – 44 с.

31. Коротаяева О.В. Инновационное развитие электроэнергетических систем (ЭЭС) в рамках разработки современных подходов к построению системы управления энергокомпаниями / Коротаяева О.В., Екатеринбург – 2013.

32. Отчет о научно-исследовательской работе по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Хабаровского края на 2018-2022 годы / Акционерное Общество «Научно-технический центр единой энергетической системы (Московское отделение)», 2017 – 492 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15 (осенне-зимний период)

АмурскаяТЭЦ – 1	$P_{\max 1} := 110.2$	$Q_{\max 1} := 23.0$	$\varepsilon_{\text{мв}} := 0.0313$
ЛДК	$P_{\max 2} := 1.6$	$Q_{\max 2} := 1.1$	
Амурмаш	$P_{\max 3} := 1.7$	$Q_{\max 3} := 1.2$	
Падали	$P_{\max 4} := 1.1$	$Q_{\max 4} := 0.8$	
Эльбан	$P_{\max 5} := 9.7$	$Q_{\max 5} := 7.3$	
Хурба	$P_{\max 6} := 5.3$	$Q_{\max 6} := 3.6$	
Комсомольская	$P_{\max 7} := 104.0$	$Q_{\max 7} := 7.6$	
Гайтер	$P_{\max 8} := 2.6$	$Q_{\max 8} := 1.1$	
Картель	$P_{\max 9} := 1.8$	$Q_{\max 9} := 0.2$	
Пивань	$P_{\max 10} := 1.1$	$Q_{\max 10} := 0.2$	

$$\operatorname{tg} \varphi_1 := \frac{Q_{\max 1}}{P_{\max 1}} = 0.209$$

$$\operatorname{tg} \varphi_6 := \frac{Q_{\max 6}}{P_{\max 6}} = 0.679$$

$$\operatorname{tg} \varphi_2 := \frac{Q_{\max 2}}{P_{\max 2}} = 0.688$$

$$\operatorname{tg} \varphi_7 := \frac{Q_{\max 7}}{P_{\max 7}} = 0.073$$

$$\operatorname{tg} \varphi_3 := \frac{Q_{\max 3}}{P_{\max 3}} = 0.706$$

$$\operatorname{tg} \varphi_8 := \frac{Q_{\max 8}}{P_{\max 8}} = 0.423$$

$$\operatorname{tg} \varphi_4 := \frac{Q_{\max 4}}{P_{\max 4}} = 0.727$$

$$\operatorname{tg} \varphi_9 := \frac{Q_{\max 9}}{P_{\max 9}} = 0.111$$

$$\operatorname{tg} \varphi_5 := \frac{Q_{\max 5}}{P_{\max 5}} = 0.753$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{10} := \frac{Q_{\max 10}}{P_{\max 10}} = 0.182$$

$$K_3 := 0.5$$

$$K_{\text{л}} := 0.85$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15

$$P_{cp1} := P_{Max1} \cdot K_3 = 55.1$$

$$Q_{cp1} := P_{cp1} \cdot tg\varphi_1 = 11.5$$

$$P_{cp2} := P_{Max2} \cdot K_3 = 0.8$$

$$Q_{cp2} := P_{cp2} \cdot tg\varphi_2 = 0.55$$

$$P_{cp3} := P_{Max3} \cdot K_3 = 0.85$$

$$Q_{cp3} := P_{cp3} \cdot tg\varphi_3 = 0.6$$

$$P_{cp4} := P_{Max4} \cdot K_3 = 0.55$$

$$Q_{cp4} := P_{cp4} \cdot tg\varphi_4 = 0.4$$

$$P_{cp5} := P_{Max5} \cdot K_3 = 4.85$$

$$Q_{cp5} := P_{cp5} \cdot tg\varphi_5 = 3.65$$

$$P_{cp6} := P_{Max6} \cdot K_3 = 2.65$$

$$Q_{cp6} := P_{cp6} \cdot tg\varphi_6 = 1.8$$

$$P_{cp7} := P_{Max7} \cdot K_3 = 52$$

$$Q_{cp7} := P_{cp7} \cdot tg\varphi_7 = 3.8$$

$$P_{cp8} := P_{Max8} \cdot K_3 = 1.3$$

$$Q_{cp8} := P_{cp8} \cdot tg\varphi_8 = 0.55$$

$$P_{cp9} := P_{Max9} \cdot K_3 = 0.9$$

$$Q_{cp9} := P_{cp9} \cdot tg\varphi_9 = 0.1$$

$$P_{cp10} := P_{Max10} \cdot K_3 = 0.55$$

$$Q_{cp10} := P_{cp10} \cdot tg\varphi_{10} = 0.1$$

$$K_\phi := \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}} = 1.155$$

$$P_{\phi1} := P_{cp1} \cdot K_\phi = 63.624$$

$$Q_{\phi1} := P_{\phi1} \cdot tg\varphi_1 = 13.279$$

$$P_{\phi2} := P_{cp2} \cdot K_\phi = 0.924$$

$$Q_{\phi2} := P_{\phi2} \cdot tg\varphi_2 = 0.635$$

$$P_{\phi3} := P_{cp3} \cdot K_\phi = 0.981$$

$$Q_{\phi3} := P_{\phi3} \cdot tg\varphi_3 = 0.693$$

$$P_{\phi4} := P_{cp4} \cdot K_\phi = 0.635$$

$$Q_{\phi4} := P_{\phi4} \cdot tg\varphi_4 = 0.462$$

$$P_{\phi5} := P_{cp5} \cdot K_\phi = 5.6$$

$$Q_{\phi5} := P_{\phi5} \cdot tg\varphi_5 = 4.215$$

$$P_{\phi6} := P_{cp6} \cdot K_\phi = 3.06$$

$$Q_{\phi6} := P_{\phi6} \cdot tg\varphi_6 = 2.078$$

$$P_{\phi7} := P_{cp7} \cdot K_\phi = 60.044$$

$$Q_{\phi7} := P_{\phi7} \cdot tg\varphi_7 = 4.388$$

$$P_{\phi8} := P_{cp8} \cdot K_\phi = 1.501$$

$$Q_{\phi8} := P_{\phi8} \cdot tg\varphi_8 = 0.635$$

$$P_{\phi9} := P_{cp9} \cdot K_\phi = 1.039$$

$$Q_{\phi9} := P_{\phi9} \cdot tg\varphi_9 = 0.115$$

$$P_{\phi10} := P_{cp10} \cdot K_\phi = 0.635$$

$$Q_{\phi10} := P_{\phi10} \cdot tg\varphi_{10} = 0.115$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15

$P_{\text{ср.прогн1}} := P_{\text{ср1}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 64.28$	$Q_{\text{ср.прогн1}} := P_{\text{ср.прогн1}} \cdot \text{tg}\varphi_1 = 13.416$
$P_{\text{ср.прогн2}} := P_{\text{ср2}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.933$	$Q_{\text{ср.прогн2}} := P_{\text{ср.прогн2}} \cdot \text{tg}\varphi_2 = 0.642$
$P_{\text{ср.прогн3}} := P_{\text{ср3}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.992$	$Q_{\text{ср.прогн3}} := P_{\text{ср.прогн3}} \cdot \text{tg}\varphi_3 = 0.7$
$P_{\text{ср.прогн4}} := P_{\text{ср4}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.642$	$Q_{\text{ср.прогн4}} := P_{\text{ср.прогн4}} \cdot \text{tg}\varphi_4 = 0.467$
$P_{\text{ср.прогн5}} := P_{\text{ср5}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 5.658$	$Q_{\text{ср.прогн5}} := P_{\text{ср.прогн5}} \cdot \text{tg}\varphi_5 = 4.258$
$P_{\text{ср.прогн6}} := P_{\text{ср6}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 3.092$	$Q_{\text{ср.прогн6}} := P_{\text{ср.прогн6}} \cdot \text{tg}\varphi_6 = 2.1$
$P_{\text{ср.прогн7}} := P_{\text{ср7}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 60.664$	$Q_{\text{ср.прогн7}} := P_{\text{ср.прогн7}} \cdot \text{tg}\varphi_7 = 4.433$
$P_{\text{ср.прогн8}} := P_{\text{ср8}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.517$	$Q_{\text{ср.прогн8}} := P_{\text{ср.прогн8}} \cdot \text{tg}\varphi_8 = 0.642$
$P_{\text{ср.прогн9}} := P_{\text{ср9}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.05$	$Q_{\text{ср.прогн9}} := P_{\text{ср.прогн9}} \cdot \text{tg}\varphi_9 = 0.117$
$P_{\text{ср.прогн10}} := P_{\text{ср10}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.642$	$Q_{\text{ср.прогн10}} := P_{\text{ср.прогн10}} \cdot \text{tg}\varphi_{10} = 0.117$

$P_{\text{эфпрогн1}} := P_{\text{ср.прогн1}} \cdot K_{\text{ф}} = 74.224$	$Q_{\text{эфпрогн1}} := P_{\text{эфпрогн1}} \cdot \text{tg}\varphi_1 = 15.491$
$P_{\text{эфпрогн2}} := P_{\text{ср.прогн2}} \cdot K_{\text{ф}} = 1.078$	$Q_{\text{эфпрогн2}} := P_{\text{эфпрогн2}} \cdot \text{tg}\varphi_2 = 0.741$
$P_{\text{эфпрогн3}} := P_{\text{ср.прогн3}} \cdot K_{\text{ф}} = 1.145$	$Q_{\text{эфпрогн3}} := P_{\text{эфпрогн3}} \cdot \text{tg}\varphi_3 = 0.808$
$P_{\text{эфпрогн4}} := P_{\text{ср.прогн4}} \cdot K_{\text{ф}} = 0.741$	$Q_{\text{эфпрогн4}} := P_{\text{эфпрогн4}} \cdot \text{tg}\varphi_4 = 0.539$
$P_{\text{эфпрогн5}} := P_{\text{ср.прогн5}} \cdot K_{\text{ф}} = 6.533$	$Q_{\text{эфпрогн5}} := P_{\text{эфпрогн5}} \cdot \text{tg}\varphi_5 = 4.917$
$P_{\text{эфпрогн6}} := P_{\text{ср.прогн6}} \cdot K_{\text{ф}} = 3.57$	$Q_{\text{эфпрогн6}} := P_{\text{эфпрогн6}} \cdot \text{tg}\varphi_6 = 2.425$
$P_{\text{эфпрогн7}} := P_{\text{ср.прогн7}} \cdot K_{\text{ф}} = 70.048$	$Q_{\text{эфпрогн7}} := P_{\text{эфпрогн7}} \cdot \text{tg}\varphi_7 = 5.119$
$P_{\text{эфпрогн8}} := P_{\text{ср.прогн8}} \cdot K_{\text{ф}} = 1.751$	$Q_{\text{эфпрогн8}} := P_{\text{эфпрогн8}} \cdot \text{tg}\varphi_8 = 0.741$
$P_{\text{эфпрогн9}} := P_{\text{ср.прогн9}} \cdot K_{\text{ф}} = 1.212$	$Q_{\text{эфпрогн9}} := P_{\text{эфпрогн9}} \cdot \text{tg}\varphi_9 = 0.135$
$P_{\text{эфпрогн10}} := P_{\text{ср.прогн10}} \cdot K_{\text{ф}} = 0.741$	$Q_{\text{эфпрогн10}} := P_{\text{эфпрогн10}} \cdot \text{tg}\varphi_{10} = 0.135$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15

$P_{\text{махпрогн1}} := P_{\text{мах1}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 128.56$	$Q_{\text{махпрогн1}} := Q_{\text{мах1}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 26.832$
$P_{\text{махпрогн2}} := P_{\text{мах2}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 1.867$	$Q_{\text{махпрогн2}} := Q_{\text{мах2}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 1.283$
$P_{\text{махпрогн3}} := P_{\text{мах3}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 1.983$	$Q_{\text{махпрогн3}} := Q_{\text{мах3}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 1.4$
$P_{\text{махпрогн4}} := P_{\text{мах4}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 1.283$	$Q_{\text{махпрогн4}} := Q_{\text{мах4}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 0.933$
$P_{\text{махпрогн5}} := P_{\text{мах5}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 11.316$	$Q_{\text{махпрогн5}} := Q_{\text{мах5}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 8.516$
$P_{\text{махпрогн6}} := P_{\text{мах6}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 6.183$	$Q_{\text{махпрогн6}} := Q_{\text{мах6}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 4.2$
$P_{\text{махпрогн7}} := P_{\text{мах7}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 121.327$	$Q_{\text{махпрогн7}} := Q_{\text{мах7}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 8.866$
$P_{\text{махпрогн8}} := P_{\text{мах8}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 3.033$	$Q_{\text{махпрогн8}} := Q_{\text{мах8}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 1.283$
$P_{\text{махпрогн9}} := P_{\text{мах9}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 2.1$	$Q_{\text{махпрогн9}} := Q_{\text{мах9}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 0.233$
$P_{\text{махпрогн10}} := P_{\text{мах10}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 1.283$	$Q_{\text{махпрогн10}} := Q_{\text{мах10}} \cdot (1 + \epsilon)^5 = 0.233$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15

Расчёт Коэффициента загрузки трансформаторов для рассматриваемой сети

$$K_{31} := \frac{\sqrt{P_{cp1} + Q_{max1}}}{1 \cdot 125} = 0.071 \quad K_{12} := \frac{\sqrt{P_{cp2} + Q_{max1}}}{1 \cdot 63} = 0.077$$

$$K_{32} := \frac{\sqrt{P_{cp2} + Q_{max2}}}{1 \cdot 40} = 0.034$$

$$K_{33} := \frac{\sqrt{P_{cp3} + Q_{max3}}}{1 \cdot 25} = 0.057$$

$$K_4 := \frac{\sqrt{P_{cp4} + Q_{max4}}}{1 \cdot 2.5} = 0.465$$

$$K_5 := \frac{\sqrt{P_{cp5} + Q_{max5}}}{1 \cdot 16} = 0.218$$

$$K_6 := \frac{\sqrt{P_{cp6} + Q_{max6}}}{1 \cdot 10} = 0.25$$

$$K_{61} := \frac{\sqrt{P_{cp6} + Q_{max6}}}{1 \cdot 16} = 0.156$$

$$K_7 := \frac{\sqrt{P_{cp7} + Q_{max7}}}{1 \cdot 63} = 0.123$$

$$K_8 := \frac{\sqrt{P_{cp8} + Q_{max8}}}{1 \cdot 40} = 0.039$$

$$K_9 := \frac{\sqrt{P_{cp9} + Q_{max9}}}{1 \cdot 10} = 0.105$$

$$K_{10} := \frac{\sqrt{P_{cp10} + Q_{max10}}}{1 \cdot 10} = 0.087$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15  
(весенне-летний период)

АмурскаяТЭЦ – 1	$P_{\max 1} := 89.0$	$Q_{\max 1} := 20.7$	$\varepsilon_{\text{МВ}} := 0.0313$
ЛДК	$P_{\max 2} := 1.4$	$Q_{\max 2} := 0.9$	
АЦП	$P_{\max 3} := 1.6$	$Q_{\max 3} := 1.1$	
Падали	$P_{\max 4} := 1.2$	$Q_{\max 4} := 0.6$	
Эльбан	$P_{\max 5} := 6.8$	$Q_{\max 5} := 5.8$	
Хурба	$P_{\max 6} := 4.2$	$Q_{\max 6} := 2.9$	
Комсомольская	$P_{\max 7} := 85.3$	$Q_{\max 7} := 6.9$	
Гайтер	$P_{\max 8} := 2.0$	$Q_{\max 8} := 0.9$	
Картель	$P_{\max 9} := 1.4$	$Q_{\max 9} := 0.3$	
Пивань	$P_{\max 10} := 0.9$	$Q_{\max 10} := 0.2$	

$$\operatorname{tg} \varphi_1 := \frac{Q_{\max 1}}{P_{\max 1}} = 0.233$$

$$\operatorname{tg} \varphi_6 := \frac{Q_{\max 6}}{P_{\max 6}} = 0.69$$

$$\operatorname{tg} \varphi_2 := \frac{Q_{\max 2}}{P_{\max 2}} = 0.643$$

$$\operatorname{tg} \varphi_7 := \frac{Q_{\max 7}}{P_{\max 7}} = 0.081$$

$$\operatorname{tg} \varphi_3 := \frac{Q_{\max 3}}{P_{\max 3}} = 0.688$$

$$\operatorname{tg} \varphi_8 := \frac{Q_{\max 8}}{P_{\max 8}} = 0.45$$

$$\operatorname{tg} \varphi_4 := \frac{Q_{\max 4}}{P_{\max 4}} = 0.5$$

$$\operatorname{tg} \varphi_9 := \frac{Q_{\max 9}}{P_{\max 9}} = 0.214$$

$$\operatorname{tg} \varphi_5 := \frac{Q_{\max 5}}{P_{\max 5}} = 0.853$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{10} := \frac{Q_{\max 10}}{P_{\max 10}} = 0.222$$

$$K_3 := 0.5 \quad K_{\text{II}} := 0.85$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15

$$P_{cp1} := P_{max1} \cdot K_3 = 44.5 \quad Q_{cp1} := P_{cp1} \cdot \operatorname{tg}\varphi_1 = 10.35$$

$$P_{cp2} := P_{max2} \cdot K_3 = 0.7 \quad Q_{cp2} := P_{cp2} \cdot \operatorname{tg}\varphi_2 = 0.45$$

$$P_{cp3} := P_{max3} \cdot K_3 = 0.8 \quad Q_{cp3} := P_{cp3} \cdot \operatorname{tg}\varphi_3 = 0.55$$

$$P_{cp4} := P_{max4} \cdot K_3 = 0.6 \quad Q_{cp4} := P_{cp4} \cdot \operatorname{tg}\varphi_4 = 0.3$$

$$P_{cp5} := P_{max5} \cdot K_3 = 3.4 \quad Q_{cp5} := P_{cp5} \cdot \operatorname{tg}\varphi_5 = 2.9$$

$$P_{cp6} := P_{max6} \cdot K_3 = 2.1 \quad Q_{cp6} := P_{cp6} \cdot \operatorname{tg}\varphi_6 = 1.45$$

$$P_{cp7} := P_{max7} \cdot K_3 = 42.65 \quad Q_{cp7} := P_{cp7} \cdot \operatorname{tg}\varphi_7 = 3.45$$

$$P_{cp8} := P_{max8} \cdot K_3 = 1 \quad Q_{cp8} := P_{cp8} \cdot \operatorname{tg}\varphi_8 = 0.45$$

$$P_{cp9} := P_{max9} \cdot K_3 = 0.7 \quad Q_{cp9} := P_{cp9} \cdot \operatorname{tg}\varphi_9 = 0.15$$

$$P_{cp10} := P_{max10} \cdot K_3 = 0.45 \quad Q_{cp10} := P_{cp10} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{10} = 0.1$$

$$K_\phi := \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}} = 1.155$$

$$P_{\phi1} := P_{cp1} \cdot K_\phi = 51.384 \quad Q_{\phi1} := P_{\phi1} \cdot \operatorname{tg}\varphi_1 = 11.951$$

$$P_{\phi2} := P_{cp2} \cdot K_\phi = 0.808 \quad Q_{\phi2} := P_{\phi2} \cdot \operatorname{tg}\varphi_2 = 0.52$$

$$P_{\phi3} := P_{cp3} \cdot K_\phi = 0.924 \quad Q_{\phi3} := P_{\phi3} \cdot \operatorname{tg}\varphi_3 = 0.635$$

$$P_{\phi4} := P_{cp4} \cdot K_\phi = 0.693 \quad Q_{\phi4} := P_{\phi4} \cdot \operatorname{tg}\varphi_4 = 0.346$$

$$P_{\phi5} := P_{cp5} \cdot K_\phi = 3.926 \quad Q_{\phi5} := P_{\phi5} \cdot \operatorname{tg}\varphi_5 = 3.349$$

$$P_{\phi6} := P_{cp6} \cdot K_\phi = 2.425 \quad Q_{\phi6} := P_{\phi6} \cdot \operatorname{tg}\varphi_6 = 1.674$$

$$P_{\phi7} := P_{cp7} \cdot K_\phi = 49.248 \quad Q_{\phi7} := P_{\phi7} \cdot \operatorname{tg}\varphi_7 = 3.984$$

$$P_{\phi8} := P_{cp8} \cdot K_\phi = 1.155 \quad Q_{\phi8} := P_{\phi8} \cdot \operatorname{tg}\varphi_8 = 0.52$$

$$P_{\phi9} := P_{cp9} \cdot K_\phi = 0.808 \quad Q_{\phi9} := P_{\phi9} \cdot \operatorname{tg}\varphi_9 = 0.173$$

$$P_{\phi10} := P_{cp10} \cdot K_\phi = 0.52 \quad Q_{\phi10} := P_{\phi10} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{10} = 0.115$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15

$$\begin{array}{ll}
 P_{\text{ср.прогн1}} := P_{\text{ср1}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 51.914 & Q_{\text{ср.прогн1}} := P_{\text{ср.прогн1}} \cdot \text{tg}\varphi_1 = 12.074 \\
 P_{\text{ср.прогн2}} := P_{\text{ср2}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.817 & Q_{\text{ср.прогн2}} := P_{\text{ср.прогн2}} \cdot \text{tg}\varphi_2 = 0.525 \\
 P_{\text{ср.прогн3}} := P_{\text{ср3}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.933 & Q_{\text{ср.прогн3}} := P_{\text{ср.прогн3}} \cdot \text{tg}\varphi_3 = 0.642 \\
 P_{\text{ср.прогн4}} := P_{\text{ср4}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.7 & Q_{\text{ср.прогн4}} := P_{\text{ср.прогн4}} \cdot \text{tg}\varphi_4 = 0.35 \\
 P_{\text{ср.прогн5}} := P_{\text{ср5}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 3.966 & Q_{\text{ср.прогн5}} := P_{\text{ср.прогн5}} \cdot \text{tg}\varphi_5 = 3.383 \\
 P_{\text{ср.прогн6}} := P_{\text{ср6}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 2.45 & Q_{\text{ср.прогн6}} := P_{\text{ср.прогн6}} \cdot \text{tg}\varphi_6 = 1.692 \\
 P_{\text{ср.прогн7}} := P_{\text{ср7}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 49.756 & Q_{\text{ср.прогн7}} := P_{\text{ср.прогн7}} \cdot \text{tg}\varphi_7 = 4.025 \\
 P_{\text{ср.прогн8}} := P_{\text{ср8}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.167 & Q_{\text{ср.прогн8}} := P_{\text{ср.прогн8}} \cdot \text{tg}\varphi_8 = 0.525 \\
 P_{\text{ср.прогн9}} := P_{\text{ср9}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.817 & Q_{\text{ср.прогн9}} := P_{\text{ср.прогн9}} \cdot \text{tg}\varphi_9 = 0.175 \\
 P_{\text{ср.прогн10}} := P_{\text{ср10}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.525 & Q_{\text{ср.прогн10}} := P_{\text{ср.прогн10}} \cdot \text{tg}\varphi_{10} = 0.117
 \end{array}$$

$$\begin{array}{ll}
 P_{\text{эфпрогн1}} := P_{\text{ср.прогн1}} \cdot K_{\text{ф}} = 59.945 & Q_{\text{эфпрогн1}} := P_{\text{эфпрогн1}} \cdot \text{tg}\varphi_1 = 13.942 \\
 P_{\text{эфпрогн2}} := P_{\text{ср.прогн2}} \cdot K_{\text{ф}} = 0.943 & Q_{\text{эфпрогн2}} := P_{\text{эфпрогн2}} \cdot \text{tg}\varphi_2 = 0.606 \\
 P_{\text{эфпрогн3}} := P_{\text{ср.прогн3}} \cdot K_{\text{ф}} = 1.078 & Q_{\text{эфпрогн3}} := P_{\text{эфпрогн3}} \cdot \text{tg}\varphi_3 = 0.741 \\
 P_{\text{эфпрогн4}} := P_{\text{ср.прогн4}} \cdot K_{\text{ф}} = 0.808 & Q_{\text{эфпрогн4}} := P_{\text{эфпрогн4}} \cdot \text{tg}\varphi_4 = 0.404 \\
 P_{\text{эфпрогн5}} := P_{\text{ср.прогн5}} \cdot K_{\text{ф}} = 4.58 & Q_{\text{эфпрогн5}} := P_{\text{эфпрогн5}} \cdot \text{tg}\varphi_5 = 3.907 \\
 P_{\text{эфпрогн6}} := P_{\text{ср.прогн6}} \cdot K_{\text{ф}} = 2.829 & Q_{\text{эфпрогн6}} := P_{\text{эфпрогн6}} \cdot \text{tg}\varphi_6 = 1.953 \\
 P_{\text{эфпрогн7}} := P_{\text{ср.прогн7}} \cdot K_{\text{ф}} = 57.453 & Q_{\text{эфпрогн7}} := P_{\text{эфпрогн7}} \cdot \text{tg}\varphi_7 = 4.647 \\
 P_{\text{эфпрогн8}} := P_{\text{ср.прогн8}} \cdot K_{\text{ф}} = 1.347 & Q_{\text{эфпрогн8}} := P_{\text{эфпрогн8}} \cdot \text{tg}\varphi_8 = 0.606 \\
 P_{\text{эфпрогн9}} := P_{\text{ср.прогн9}} \cdot K_{\text{ф}} = 0.943 & Q_{\text{эфпрогн9}} := P_{\text{эфпрогн9}} \cdot \text{tg}\varphi_9 = 0.202 \\
 P_{\text{эфпрогн10}} := P_{\text{ср.прогн10}} \cdot K_{\text{ф}} = 0.606 & Q_{\text{эфпрогн10}} := P_{\text{эфпрогн10}} \cdot \text{tg}\varphi_{10} = 0.135
 \end{array}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15

$$\begin{aligned} P_{\text{махпрогн1}} &:= P_{\text{мах1}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 103.828 & Q_{\text{махпрогн1}} &:= Q_{\text{мах1}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 24.149 \\ P_{\text{махпрогн2}} &:= P_{\text{мах2}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.633 & Q_{\text{махпрогн2}} &:= Q_{\text{мах2}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.05 \\ P_{\text{махпрогн3}} &:= P_{\text{мах3}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.867 & Q_{\text{махпрогн3}} &:= Q_{\text{мах3}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.283 \\ P_{\text{махпрогн4}} &:= P_{\text{мах4}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.4 & Q_{\text{махпрогн4}} &:= Q_{\text{мах4}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.7 \\ P_{\text{махпрогн5}} &:= P_{\text{мах5}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 7.933 & Q_{\text{махпрогн5}} &:= Q_{\text{мах5}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 6.766 \\ P_{\text{махпрогн6}} &:= P_{\text{мах6}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 4.9 & Q_{\text{махпрогн6}} &:= Q_{\text{мах6}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 3.383 \\ P_{\text{махпрогн7}} &:= P_{\text{мах7}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 99.512 & Q_{\text{махпрогн7}} &:= Q_{\text{мах7}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 8.05 \\ P_{\text{махпрогн8}} &:= P_{\text{мах8}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 2.333 & Q_{\text{махпрогн8}} &:= Q_{\text{мах8}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.05 \\ P_{\text{махпрогн9}} &:= P_{\text{мах9}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.633 & Q_{\text{махпрогн9}} &:= Q_{\text{мах9}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.35 \\ P_{\text{махпрогн10}} &:= P_{\text{мах10}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.05 & Q_{\text{махпрогн10}} &:= Q_{\text{мах10}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.233 \end{aligned}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет нормального установившегося режима существующей сети в ПВК RastrWin3

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	АмТЭЦ1 ВН	110	1			151,9	66,9	110,0	-100,0	200,0	110,00		2,77
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	АмТЭЦ1 Нейтраль 1	110	1								104,73	-4,79	-1,29
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	АмТЭЦ1 Нейтраль 2	110	1								110,57	0,52	-1,03
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	АмТЭЦ1 СН1	35									35,13	0,37	-1,16
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	АмТЭЦ1 СН2	35									35,12	0,35	-1,15
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	АмТЭЦ1 НН1	10		36,7	7,6						9,45	-5,47	0,63
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	АмТЭЦ1 НН2	6		36,7	7,6						5,64	-6,02	-1,37
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	АмТЭЦ1 НН3	6		36,7	7,6						5,64	-6,00	-1,38
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ЛДК ВН	110	1	1,6	1,1						109,96	-0,03	2,75
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Амурмаш ВН	110	1	1,7	1,2						109,96	-0,03	2,75
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Падали ВН	110	1	1,1	0,8						109,41	-0,53	2,65
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Эльбан ВН	110	1	9,7	7,3						109,41	-0,54	2,64
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Хурба ВН	110	1								108,42	-1,44	2,37
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Хурба Нейтраль 1	110	1								101,82	-7,44	-0,60
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Хурба Нейтраль 2	110	1								107,16	-2,58	-0,36
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Хурба СН 1	35									34,09	-2,60	-0,53
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Хурба СН 2	35									34,09	-2,60	-0,53
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Хурба НН 1	10		5,3	3,6						9,70	-3,00	-2,26
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Хурба НН 2	10		5,3	3,6						9,70	-3,00	-2,26
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Комсомольская 220	220									216,63	-1,53	2,47
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Комсомольская Нейтраль	220									216,77	-1,47	2,47
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Комсомольская 110	110	1								108,18	-1,65	2,30
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Комсомольская НН	10		10,4	7,6						9,42	-5,78	-0,08
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Гайтер ВН	110	1	2,6	1,1						107,99	-1,82	2,17
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Картель ВН	110	1	1,8	0,2						107,97	-1,84	2,17
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Пивань ВН	110	1	1,1	2,0						108,04	-1,78	2,25
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	отп. 1 на ПС ЛДК	110	1								109,97	-0,02	2,76
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	отп. 2 на ПС ЛДК	110	1								109,97	-0,02	2,76

Рисунок 1 – Вкладка «Узлы»

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица 1 – Вкладка «Ветви»

Тип	Название	R	X	B	Ктр	Рнач	Qнач	Na	I max	I загр.
Тр-р	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 1	0,48	22,04	33,08	1,000	-37,719	-27,203		244,090	77,082
Тр-р	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 2	0,48	22,04	33,08	1,000	-36,580	2,054		192,296	60,726
Тр-р	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 НН1	0,37	12,29	46,24	0,087	-36,844	-9,614		199,854	33,468
Тр-р	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 СН1	0,48			0,335	29,159	-54,424		340,379	
Тр-р	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 НН2	0,48			0,054	-66,742	31,514		406,889	42,459
Тр-р	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 1	2,88	88,81	11,97	1,000	-6,733	-8,151		56,299	70,004
Тр-р	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 2	5,03	142,08	8,22	1,000	-3,950	-1,011		21,713	43,198
Тр-р	Хурба Нейтраль 1 - Хурба СН 1	2,01	-0,48		0,335	-0,920	-6,711		38,412	15,783
Тр-р	Комсомольская 220 - Комсомольская Нейтраль	1,43	104,11	5,89	1,000					
Тр-р	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская 110	1,43	-11,67		0,500	10,814	8,811		37,153	12,345
ЛЭП	АмТЭЦ1 ВН - отп. 1 на ПС ЛДК	0,22	2,05	1,31		-1,650	-1,196	1	10,697	
ЛЭП	отп. 2 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	0,19	1,74	1,11		-0,850	-0,614	1	5,504	
ЛЭП	отп. 1 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	0,19	1,74	1,11		-0,850	-0,614	1	5,504	
ЛЭП	отп. 2 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	0,22	2,05	1,31		-0,800	-0,566	1	5,145	
ЛЭП	отп. 1 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	0,22	2,05	1,31		-0,800	-0,566	1	5,145	
ЛЭП	отп. 2 на ПС ЛДК - АмТЭЦ1 ВН	0,22	2,05	1,31		1,650	1,180	1	10,697	
ЛЭП	АмТЭЦ1 ВН - Падали ВН	5,30	9,10	1,11		-5,306	-4,021	1	34,943	
ЛЭП	Падали ВН - Эльбан ВН	0,08	0,13	1,60		-4,187	-3,174	1	27,724	
ЛЭП	Эльбан ВН - АмТЭЦ1 ВН	5,14	8,82	1,10		5,513	4,145	1	36,443	
ЛЭП	АмТЭЦ1 ВН - Комсомольская 110	6,55	13,89	4,47		-11,345	-9,103	1	76,347	
ЛЭП	АмТЭЦ1 ВН - Хурба ВН	4,18	8,87	2,85		-15,272	-12,472	1	103,493	
ЛЭП	Хурба ВН - Комсомольская 110	2,37	5,02	1,62		-4,370	-3,051	1	28,381	
ЛЭП	Комсомольская 110 - Гайтер ВН	1,16	10,60	6,79		-2,709	-1,663	1	16,966	
ЛЭП	Гайтер ВН - Картель ВН	1,63	4,15	1,38		-0,115	-0,475	1	2,613	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 1

ЛЭП	Картель ВН - Пивань ВН	5,35	9,18	2,86		1,684	-0,258	1	9,108	
ЛЭП	Пивань ВН - Комсомольская 110	2,38	5,04	1,62		2,782	1,777	1	17,699	
Тр-р	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 СН2	0,48			0,318	-29,478	54,409		323,107	33,716
Тр-р	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 НН3	0,48	13,64		0,054	-6,997	-49,514		261,099	4,732
Тр-р	Хурба Нейтраль 1 - Хурба НН 1	2,07	51,62		0,096	-5,818	-0,661		33,202	3,949
Тр-р	Хурба Нейтраль 2 - Хурба СН 2	5,03			0,318	0,873	6,532		35,504	23,341
Тр-р	Хурба Нейтраль 2 - Хурба НН 2	5,03	82,50		0,096	-4,808	-7,251		46,877	8,921
Тр-р	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская НН	1,43	195,64		0,045	-10,395	-8,336		35,490	1,072
Выкл	АмТЭЦ1 НН2 - АмТЭЦ1 НН3					-29,802	39,114		5034,884	
Выкл	АмТЭЦ1 СН1 - АмТЭЦ1 СН2					29,327	-54,424		1016,057	
Выкл	Хурба СН 1 - Хурба СН 2					-0,902	-6,531		111,659	
Выкл	Хурба НН 1 - Хурба НН 2					-0,522	3,108		187,597	

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	dP	dQ	Iдоп_25_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп
1	2	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 1	244	243	0,09	3,89	316,7	316,7	77,1
1	3	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 2	192	192	0,05	2,44	316,7	316,7	60,7
1	6	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 НН1	200	2 289	0,04	1,45	597,1	597,1	33,5
2	4	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 СН1	340	1 016	0,17				
2	7	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 НН2	407	7 535	0,24		958,3	958,3	42,5
13	14	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 1	56	56	0,03	0,83	80,4	80,4	70,0
13	15	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 2	22	22	0,01	0,20	50,3	50,3	43,2
14	16	Хурба Нейтраль 1 - Хурба СН 1	38	115	0,01		243,4	243,4	15,8
20	21	Комсомольская 220 - Комсомольская Нейтраль		1			158,3	158,3	
21	22	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская 110	37	74	0,01	-0,05	301,0	301,0	12,3
3	5	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 СН2	323	1 016	0,15		958,3	958,3	33,7
3	8	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 НН3	261	4 835	0,10	2,79	5 517,6	5 517,6	4,7
14	18	Хурба Нейтраль 1 - Хурба НН 1	33	347	0,01	0,17	840,8	840,8	3,9
15	17	Хурба Нейтраль 2 - Хурба СН 2	36	112	0,02		152,1	152,1	23,3
15	19	Хурба Нейтраль 2 - Хурба НН 2	47	490	0,03	0,54	525,5	525,5	8,9
21	23	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская НН	35	789	0,01	0,74	3 310,6	3 310,6	1,1

Рисунок 2 – Вкладка «Токовая нагрузка трансформаторов»

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	I max	dP	dQ	dV%
1	22	АмТЭЦ1 ВН - Комсомольская 110	76	76	76	0,11	0,24	1,65
1	27	АмТЭЦ1 ВН - отп. 1 на ПС ЛДК	11	11	11			0,02
1	11	АмТЭЦ1 ВН - Падали ВН	35	35	35	0,02	0,03	0,53
1	13	АмТЭЦ1 ВН - Хурба ВН	103	103	103	0,13	0,28	1,44
24	25	Гайтер ВН - Картель ВН	3	3	3			0,02
25	26	Картель ВН - Пивань ВН	9	9	9			-0,06
22	24	Комсомольская 110 - Гайтер ВН	17	17	17		0,01	0,17
27	10	отп. 1 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	6	5	6			0,01
27	9	отп. 1 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	5	5	5			0,01
28	1	отп. 2 на ПС ЛДК - АмТЭЦ1 ВН	11	11	11			-0,02
28	10	отп. 2 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	6	5	6			0,01
28	9	отп. 2 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	5	5	5			0,01
11	12	Падали ВН - Эльбан ВН	28	28	28			0,01
26	22	Пивань ВН - Комсомольская 110	18	18	18			-0,13
13	22	Хурба ВН - Комсомольская 110	28	28	28	0,01	0,01	0,21
12	1	Эльбан ВН - АмТЭЦ1 ВН	36	36	36	0,02	0,04	-0,54

Рисунок 3 – Вкладка «Токовая нагрузка ЛЭП»

N	Название	Марка	Тип	S_ном	U_B	U_C	U_H	dP_кз(В-Н)	dP_кз(В-С)	dP_кз(С-Н)	I_BH	I_CH	I_HH	I_xx	dP_xx
1	АмТЭЦ 125	ТДЦ-125000/110-121/10,5	2х-обм	125	121		10,5	400,0			2 200,9		25 392,1	0,55	120,0
2	АмТЭЦ 63	ТДТН-63000/110-115/38,5/6,6	3х-обм	63	115	39	6,6		290,0		4 524,0	589 105,2	110 215,2	0,70	56,0
3	АмТЭЦ 63	ТДТН-63000/110-115/38,5/6,6	3х-обм	63	115	39	6,6		290,0		2 080,4	432 423,5	34 523,8	0,70	56,0
4	Хурба 16	ТДТН-16000/110-115/38,5/11	3х-обм	16	115	39	11,0	95,7	94,6	78,9	127,6	4 841,7	53 871,9	1,00	23,0
5	Хурба 10	ТДТН-10000/110-115/38,5/11	3х-обм	10	115	39	11,0		76,0		873,8	67 463,3	30 223,8	1,10	17,0
6	Комсомольская 63	АТДЦТН-63000/220-230/121/11	АТ	63	230	121	11,0		215,0		1,2	1 834,7	1 906 488,4	0,50	45,0

Рисунок 4 – Вкладка «Трансформаторы»



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного установившегося режима существующей сети в ПВК RastrWin3

1) Отключена ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – ПС Комсомольская.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_эд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	АМТЭЦ1 ВН	110	1			152,4	66,7	110,0	-100,0	200,0	110,00		2,77
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	АМТЭЦ1 Нейтраль 1	110	1								104,73	-4,79	-1,29
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	АМТЭЦ1 Нейтраль 2	110	1								110,57	0,52	-1,03
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	АМТЭЦ1 СН1	35									35,13	0,37	-1,16
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	АМТЭЦ1 СН2	35									35,12	0,35	-1,15
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	АМТЭЦ1 НН1	10		36,7	7,6						9,45	-5,47	0,63
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	АМТЭЦ1 НН2	6		36,7	7,6						5,64	-6,02	-1,37
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	АМТЭЦ1 НН3	6		36,7	7,6						5,64	-6,00	-1,38
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ЛДК ВН	110	1	1,6	1,1						109,96	-0,03	2,75
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Амурмаш ВН	110	1	1,7	1,2						109,96	-0,03	2,75
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Падали ВН	110	1	1,1	0,8						109,41	-0,53	2,65
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Эльбан ВН	110	1	9,7	7,3						109,41	-0,54	2,64
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Хурба ВН	110	1								107,26	-2,49	2,04
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Хурба Нейтраль 1	110	1								101,07	-8,12	-0,96
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Хурба Нейтраль 2	110	1								106,37	-3,30	-0,73
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Хурба СН 1	35									33,84	-3,32	-0,89
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Хурба СН 2	35									33,84	-3,32	-0,89
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Хурба НН 1	10		5,3	3,6						9,65	-3,53	-2,55
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Хурба НН 2	10		5,3	3,6						9,65	-3,53	-2,55
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Комсомольская 220	220									212,93	-3,21	1,95
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Комсомольская Нейтраль	220									213,06	-3,15	1,95
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Комсомольская 110	110	1								106,33	-3,34	1,78
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Комсомольская НН	10		10,4	7,6						9,25	-7,51	-0,70
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Гайтер ВН	110	1	2,6	1,1						106,14	-3,51	1,64
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Картель ВН	110	1	1,8	0,2						106,12	-3,53	1,65
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Пивань ВН	110	1	1,1	2,0						106,18	-3,47	1,73
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	отп. 1 на ПС ЛДК	110	1								109,97	-0,02	2,76
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	отп. 2 на ПС ЛДК	110	1								109,97	-0,02	2,76

Рисунок 6 – Вкладка «Узлы»

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица 2 – Вкладка «Ветви»

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	21	23	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская НН	1,43	195,64		0,045	-10,396	-8,365	36,173	1,093
Тр-р	15	19	Хурба Нейтраль 2 - Хурба НН 2	5,03	82,50		0,096	-4,783	-7,146	46,906	8,926
Тр-р	15	17	Хурба Нейтраль 2 - Хурба СН 2	5,03			0,318	0,837	6,369	35,043	23,037
Тр-р	14	18	Хурба Нейтраль 1 - Хурба НН 1	2,07	51,62		0,096	-5,830	-0,756	33,751	4,014
Тр-р	3	8	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 НН3	0,48	13,64		0,054	-6,997	-49,514	261,099	4,732
Тр-р	3	5	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 СН2	0,48			0,318	-29,478	54,409	323,106	33,716
Тр-р	21	22	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская 110	1,43	-11,67		0,500	10,043	8,473	35,620	11,835
Тр-р	20	21	Комсомольская 220 - Комсомольская Нейтраль	1,43	104,11	5,89	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Тр-р	14	16	Хурба Нейтраль 1 - Хурба СН 1	2,01	-0,48		0,335	-0,825	-6,146	35,601	14,627
Тр-р	13	15	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 2	5,03	142,08	8,22	1,000	-3,976	-1,076	22,183	44,132
Тр-р	13	14	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 1	2,88	88,81	11,97	1,000	-6,745	-8,104	56,782	70,605
Тр-р	2	7	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 НН2	0,48			0,054	-66,742	31,514	406,888	42,458
Тр-р	2	4	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 СН1	0,48			0,335	29,159	-54,424	340,379	
Тр-р	1	6	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 НН1	0,37	12,29	46,24	0,087	-36,844	-9,614	199,854	33,468
Тр-р	1	3	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 2	0,48	22,04	33,08	1,000	-36,580	2,054	192,297	60,726
Тр-р	1	2	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 1	0,48	22,04	33,08	1,000	-37,720	-27,203	244,091	77,082
ЛЭП	26	22	Пивань ВН - Комсомольская 110	2,38	5,04	1,62		2,783	1,775	18,011	
ЛЭП	25	26	Картель ВН - Пивань ВН	5,35	9,18	2,86		1,684	-0,259	9,271	
ЛЭП	24	25	Гайтер ВН - Картель ВН	1,63	4,15	1,38		-0,115	-0,475	2,658	
ЛЭП	22	24	Комсомольская 110 - Гайтер ВН	1,16	10,60	6,79		-2,710	-1,660	17,266	
ЛЭП	13	22	Хурба ВН - Комсомольская 110	2,37	5,02	1,62		-15,665	-12,139	106,733	
ЛЭП	1	13	АмТЭЦ1 ВН - Хурба ВН	4,18	8,87	2,85		-26,936	-22,135	182,989	
ЛЭП	1	22	АмТЭЦ1 ВН - Комсомольская 110	6,55	13,89	4,47					

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 2

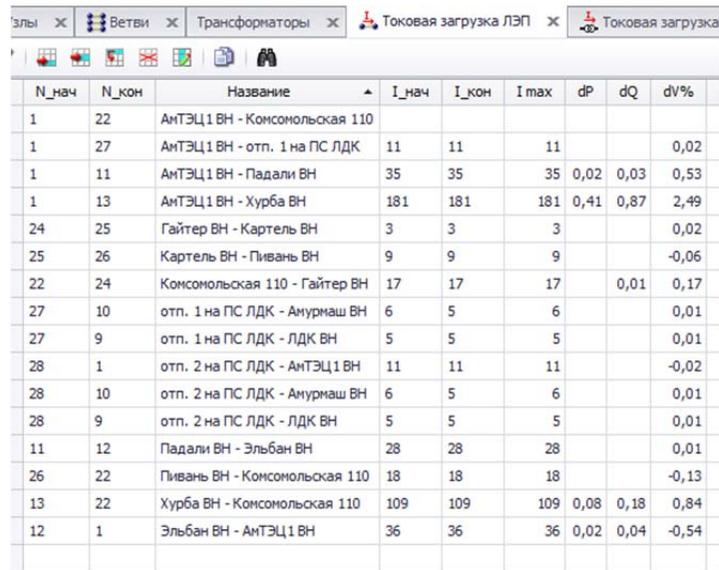
ЛЭП	12	1	Эльбан ВН - АмТЭЦ1 ВН	5,14	8,82	1,10		5,513	4,145	36,443	
ЛЭП	11	12	Падали ВН - Эльбан ВН	0,08	0,13	1,60		-4,187	-3,174	27,724	
ЛЭП	1	11	АмТЭЦ1 ВН - Падали ВН	5,30	9,10	1,11		-5,306	-4,021	34,943	
ЛЭП	28	1	отп. 2 на ПС ЛДК - АмТЭЦ1 ВН	0,22	2,05	1,31		1,650	1,180	10,697	
ЛЭП	27	9	отп. 1 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	0,22	2,05	1,31		-0,800	-0,566	5,145	
ЛЭП	28	9	отп. 2 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	0,22	2,05	1,31		-0,800	-0,566	5,145	
ЛЭП	27	10	отп. 1 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	0,19	1,74	1,11		-0,850	-0,614	5,504	
ЛЭП	28	10	отп. 2 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	0,19	1,74	1,11		-0,850	-0,614	5,504	
ЛЭП	1	27	АмТЭЦ1 ВН - отп. 1 на ПС ЛДК	0,22	2,05	1,31		-1,650	-1,196	10,697	
Выкл	18	19	Хурба НН 1 - Хурба НН 2					-0,546	3,003	184,056	
Выкл	16	17	Хурба СН 1 - Хурба СН 2					-0,849	-6,370	110,185	
Выкл	4	5	АмТЭЦ1 СН1 - АмТЭЦ1 СН2					29,327	-54,424	1016,056	
Выкл	7	8	АмТЭЦ1 НН2 - АмТЭЦ1 НН3					-29,802	39,114	5034,887	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	dP	dQ	Iдоп_25_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_dop
1	2	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 1	244	243	0,09	3,89	316,7	316,7	77,1
1	3	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 2	192	192	0,05	2,44	316,7	316,7	60,7
1	6	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 НН1	200	2 289	0,04	1,45	597,1	597,1	33,5
2	4	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 СН1	340	1 016	0,17				
2	7	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 НН2	407	7 535	0,24		958,3	958,3	42,5
13	14	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 1	54	54	0,02	0,77	80,4	80,4	67,5
13	15	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 2	21	21	0,01	0,19	50,3	50,3	42,6
14	16	Хурба Нейтраль 1 - Хурба СН 1	38	114	0,01		243,4	243,4	15,7
20	21	Комсомольская 220 - Комсомольская Нейтраль		1			158,3	158,3	
21	22	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская 110	37	74	0,01	-0,05	301,0	301,0	12,2
3	5	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 СН2	323	1 016	0,15		958,3	958,3	33,7
3	8	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 НН3	261	4 835	0,10	2,79	5 517,6	5 517,6	4,7
14	18	Хурба Нейтраль 1 - Хурба НН 1	31	328	0,01	0,15	840,8	840,8	3,7
15	17	Хурба Нейтраль 2 - Хурба СН 2	35	109	0,02		152,1	152,1	22,7
15	19	Хурба Нейтраль 2 - Хурба НН 2	45	469	0,03	0,50	525,5	525,5	8,5
21	23	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская НН	36	804	0,01	0,77	3 310,6	3 310,6	1,1

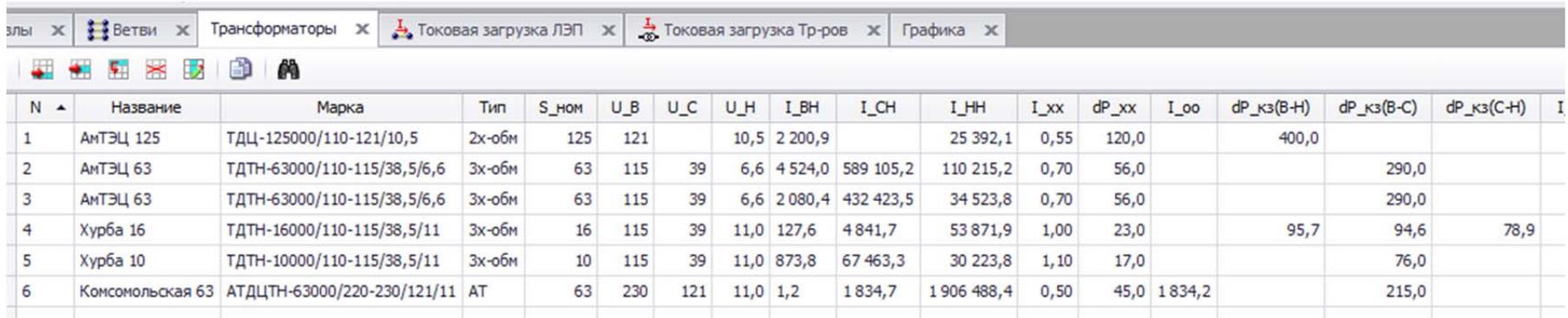
Рисунок 7 – Вкладка «Токовая нагрузка трансформаторов»

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б



N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	I_max	dP	dQ	dV%
1	22	АМТЭЦ1 ВН - Комсомольская 110						
1	27	АМТЭЦ1 ВН - отп. 1 на ПС ЛДК	11	11	11			0,02
1	11	АМТЭЦ1 ВН - Падали ВН	35	35	35	0,02	0,03	0,53
1	13	АМТЭЦ1 ВН - Хурба ВН	181	181	181	0,41	0,87	2,49
24	25	Гайтер ВН - Картель ВН	3	3	3			0,02
25	26	Картель ВН - Пивань ВН	9	9	9			-0,06
22	24	Комсомольская 110 - Гайтер ВН	17	17	17		0,01	0,17
27	10	отп. 1 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	6	5	6			0,01
27	9	отп. 1 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	5	5	5			0,01
28	1	отп. 2 на ПС ЛДК - АМТЭЦ1 ВН	11	11	11			-0,02
28	10	отп. 2 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	6	5	6			0,01
28	9	отп. 2 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	5	5	5			0,01
11	12	Падали ВН - Эльбан ВН	28	28	28			0,01
26	22	Пивань ВН - Комсомольская 110	18	18	18			-0,13
13	22	Хурба ВН - Комсомольская 110	109	109	109	0,08	0,18	0,84
12	1	Эльбан ВН - АМТЭЦ1 ВН	36	36	36	0,02	0,04	-0,54

Рисунок 8 – Вкладка «Токовая нагрузка ЛЭП»



N	Название	Марка	Тип	S_ном	U_B	U_C	U_H	I_BH	I_CH	I_HH	I_xx	dP_xx	I_oo	dP_кз(В-Н)	dP_кз(В-С)	dP_кз(С-Н)	I
1	АМТЭЦ 125	ТДЦ-125000/110-121/10,5	2х-обм	125	121		10,5	2 200,9		25 392,1	0,55	120,0		400,0			
2	АМТЭЦ 63	ТДТН-63000/110-115/38,5/6,6	3х-обм	63	115	39	6,6	4 524,0	589 105,2	110 215,2	0,70	56,0			290,0		
3	АМТЭЦ 63	ТДТН-63000/110-115/38,5/6,6	3х-обм	63	115	39	6,6	2 080,4	432 423,5	34 523,8	0,70	56,0			290,0		
4	Хурба 16	ТДТН-16000/110-115/38,5/11	3х-обм	16	115	39	11,0	127,6	4 841,7	53 871,9	1,00	23,0		95,7	94,6	78,9	
5	Хурба 10	ТДТН-10000/110-115/38,5/11	3х-обм	10	115	39	11,0	873,8	67 463,3	30 223,8	1,10	17,0			76,0		
6	Комсомольская 63	АТДЦТН-63000/220-230/121/11	АТ	63	230	121	11,0	1,2	1 834,7	1 906 488,4	0,50	45,0	1 834,2		215,0		

Рисунок 9 – Вкладка «Трансформаторы»



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет послеаварийного установившегося режима существующей сети в ПВК RastrWin3

### 2) Отключен один трансформатор ПС 110 кВ Хурба

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
База	1	АмТЭЦ 1 ВН	110	1			146,4	61,6	110,0	-100,0	200,0		110,00	2,77
Нагр	2	АмТЭЦ 1 Нейтраль 1	110	1									104,73	-1,29
Нагр	3	АмТЭЦ 1 Нейтраль 2	110	1									110,57	-1,03
Нагр	4	АмТЭЦ 1 СН1	35										35,13	-1,16
Нагр	5	АмТЭЦ 1 СН2	35										35,12	-1,15
Нагр	6	АмТЭЦ 1 НН1	10		36,7	7,6							9,45	0,63
Нагр	7	АмТЭЦ 1 НН2	6		36,7	7,6							5,64	-1,37
Нагр	8	АмТЭЦ 1 НН3	6		36,7	7,6							5,64	-1,38
Нагр	9	ЛДК ВН	110	1	1,6	1,1							109,96	2,75
Нагр	10	Амурмаш ВН	110	1	1,7	1,2							109,96	2,75
Нагр	11	Падали ВН	110	1	1,1	0,8							109,41	2,65
Нагр	12	Эльбан ВН	110	1	9,7	7,3							109,41	2,64
Нагр	13	Хурба ВН	110	1									108,85	2,46
Нагр	14	Хурба Нейтраль 1	110	1									105,61	0,22
Нагр	15	Хурба Нейтраль 2	110	1										-0,76
Нагр	16	Хурба СН 1	35										35,36	0,22
Нагр	17	Хурба СН 2	35											-0,92
Нагр	18	Хурба НН 1	10		5,3	3,6							9,92	-1,16
Нагр	19	Хурба НН 2	10		5,3	3,6								-2,70
Нагр	20	Комсомольская 220	220										217,28	2,53
Нагр	21	Комсомольская Нейтраль	220										217,42	2,54
Нагр	22	Комсомольская 110	110	1									108,51	2,37
Нагр	23	Комсомольская НН	10		10,4	7,6							9,45	
Нагр	24	Гайтер ВН	110	1	2,6	1,1							108,32	2,24
Нагр	25	Картель ВН	110	1	1,8	0,2							108,30	2,24
Нагр	26	Пивань ВН	110	1	1,1	2,0							108,36	2,32
Нагр	27	отп. 1 на ПС ЛДК	110	1									109,97	2,76
Нагр	28	отп. 2 на ПС ЛДК	110	1									109,97	2,76

Рисунок 11 – Вкладка «Узлы»

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица 3 – Вкладка «Ветви»

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	21	23	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская НН	1,43	195,64		0,045	-10,39	-8,33	35,37	1,07
Тр-р	15	19	Хурба Нейтраль 2 - Хурба НН 2	5,03	82,50		0,096				
Тр-р	15	17	Хурба Нейтраль 2 - Хурба СН 2	5,03			0,318				
Тр-р	14	18	Хурба Нейтраль 1 - Хурба НН 1	2,07	51,62		0,096	-5,27	-3,79	35,45	4,22
Тр-р	3	8	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 НН3	0,48	13,64		0,054	-7,00	-49,51	261,10	4,73
Тр-р	3	5	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 СН2	0,48			0,318	-29,48	54,41	323,11	33,72
Тр-р	21	22	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская 110	1,43	-11,67		0,500	10,87	8,83	37,21	12,36
Тр-р	20	21	Комсомольская 220 - Комсомольская Нейтраль	1,43	104,11	5,89	1,000				
Тр-р	14	16	Хурба Нейтраль 1 - Хурба СН 1	2,01	-0,48		0,335				
Тр-р	13	15	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 2	5,03	142,08	8,22	1,000				
Тр-р	13	14	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 1	2,88	88,81	11,97	1,000	-5,21	-4,04	34,99	43,51
Тр-р	2	7	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 НН2	0,48			0,054	-66,74	31,51	406,89	42,46
Тр-р	2	4	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 СН1	0,48			0,335	29,16	-54,42	340,38	
Тр-р	1	6	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 НН1	0,37	12,29	46,24	0,087	-36,84	-9,61	199,85	33,47
Тр-р	1	3	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 2	0,48	22,04	33,08	1,000	-36,58	2,05	192,30	60,73
Тр-р	1	2	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 1	0,48	22,04	33,08	1,000	-37,72	-27,20	244,09	77,08
ЛЭП	26	22	Пивань ВН - Комсомольская 110	2,38	5,04	1,62		2,78	1,78	17,64	
ЛЭП	25	26	Картель ВН - Пивань ВН	5,35	9,18	2,86		1,68	-0,26	9,08	
ЛЭП	24	25	Гайтер ВН - Картель ВН	1,63	4,15	1,38		-0,12	-0,48	2,61	
ЛЭП	22	24	Комсомольская 110 - Гайтер ВН	1,16	10,60	6,79		-2,71	-1,66	16,91	
ЛЭП	13	22	Хурба ВН - Комсомольская 110	2,37	5,02	1,62		-6,06	-4,66	40,54	
ЛЭП	1	13	АмТЭЦ1 ВН - Хурба ВН	4,18	8,87	2,85		-11,52	-8,83	76,16	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 3

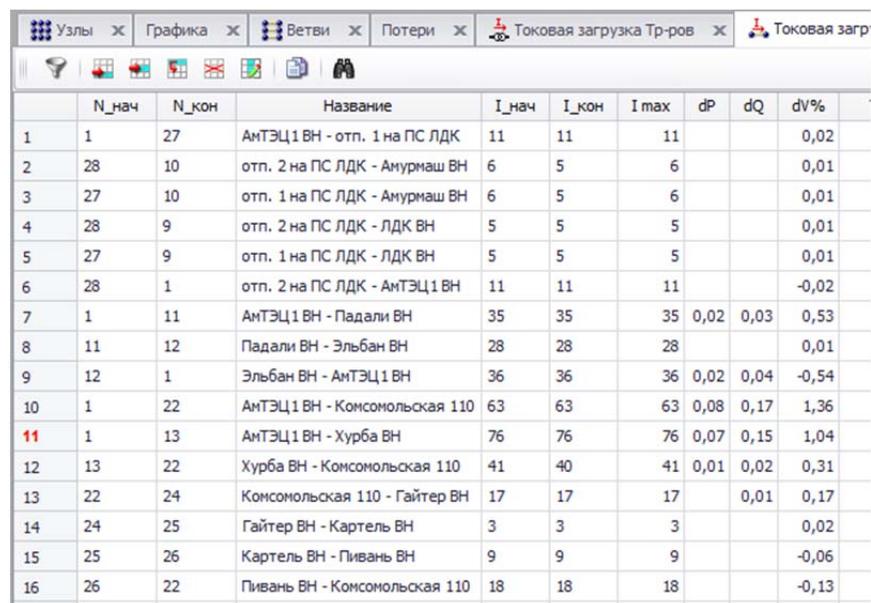
ЛЭП	1	22	АмТЭЦ1 ВН - Комсомольская 110	6,55	13,89	4,47		-9,56	-7,36	63,31	
ЛЭП	12	1	Эльбан ВН - АмТЭЦ1 ВН	5,14	8,82	1,10		5,51	4,15	36,44	
ЛЭП	11	12	Падали ВН - Эльбан ВН	0,08	0,13	1,60		-4,19	-3,17	27,72	
ЛЭП	1	11	АмТЭЦ1 ВН - Падали ВН	5,30	9,10	1,11		-5,31	-4,02	34,94	
ЛЭП	28	1	отп. 2 на ПС ЛДК - АмТЭЦ1 ВН	0,22	2,05	1,31		1,65	1,18	10,70	
ЛЭП	27	9	отп. 1 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	0,22	2,05	1,31		-0,80	-0,57	5,14	
ЛЭП	28	9	отп. 2 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	0,22	2,05	1,31		-0,80	-0,57	5,14	
ЛЭП	27	10	отп. 1 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	0,19	1,74	1,11		-0,85	-0,61	5,50	
ЛЭП	28	10	отп. 2 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	0,19	1,74	1,11		-0,85	-0,61	5,50	
ЛЭП	1	27	АмТЭЦ1 ВН - отп. 1 на ПС ЛДК	0,22	2,05	1,31		-1,65	-1,20	10,70	
Выкл	18	19	Хурба НН 1 - Хурба НН 2								
Выкл	16	17	Хурба СН 1 - Хурба СН 2								
Выкл	4	5	АмТЭЦ1 СН1 - АмТЭЦ1 СН2					29,33	-54,42	1016,06	
Выкл	7	8	АмТЭЦ1 НН2 - АмТЭЦ1 НН3					-29,80	39,11	5034,89	

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_max	dP	dQ	Iдоп_25_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	dV%	I/I_dop
1	2	АмТЭЦ 1 ВН - АмТЭЦ 1 Нейтраль 1	244	244	0,09	3,89	316,7	316,7	4,79	77,1
1	3	АмТЭЦ 1 ВН - АмТЭЦ 1 Нейтраль 2	192	192	0,05	2,44	316,7	316,7	-0,52	60,7
1	6	АмТЭЦ 1 ВН - АмТЭЦ 1 НН1	200	200	0,04	1,45	597,1	597,1	0,92	33,5
2	7	АмТЭЦ 1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ 1 НН2	407	407	0,24		958,3	958,3	0,28	42,5
2	4	АмТЭЦ 1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ 1 СН1	340	340	0,17				-0,13	
3	8	АмТЭЦ 1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ 1 НН3	261	261	0,10	2,79	5 517,6	5 517,6	5,52	4,7
3	5	АмТЭЦ 1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ 1 СН2	323	323	0,15		958,3	958,3	0,12	33,7
20	21	Комсомольская 220 - Комсомольская Нейтраль					158,3	158,3	-0,06	
21	22	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская 110	37	37	0,01	-0,05	301,0	301,0	0,18	12,4
21	23	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская НН	35	35	0,01	0,73	3 310,6	3 310,6	3,31	1,1
13	14	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 1	35	35	0,01	0,32	80,4	80,4	2,95	43,5
13	15	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 2					50,3	50,3		
14	18	Хурба Нейтраль 1 - Хурба НН 1	35	35	0,01	0,19	840,8	840,8	1,84	4,2
14	16	Хурба Нейтраль 1 - Хурба СН 1					243,4	243,4		
15	19	Хурба Нейтраль 2 - Хурба НН 2					525,5	525,5		
15	17	Хурба Нейтраль 2 - Хурба СН 2					152,1	152,1		

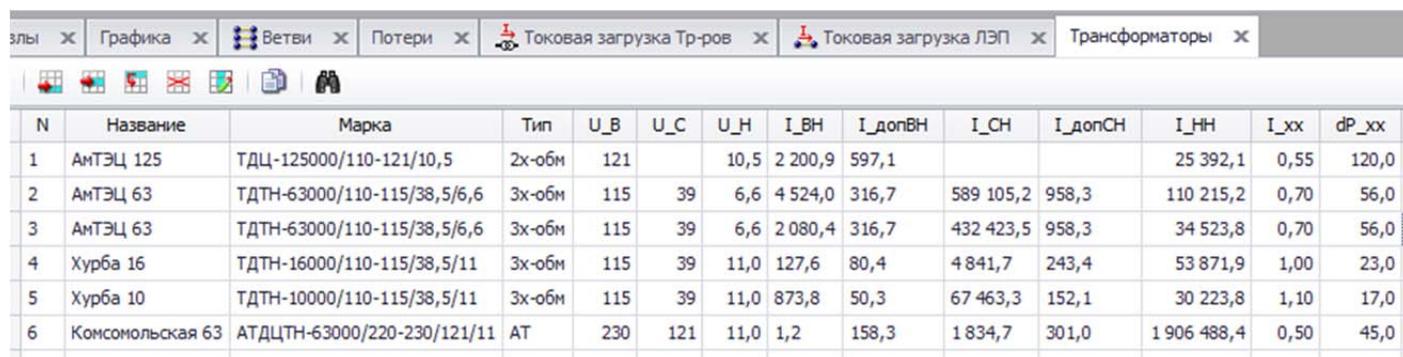
Рисунок 12 – Вкладка «Токовая нагрузка трансформаторов»

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б



	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	I max	dP	dQ	dv%
1	1	27	АмТЭЦ1 ВН - отп. 1 на ПС ЛДК	11	11	11			0,02
2	28	10	отп. 2 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	6	5	6			0,01
3	27	10	отп. 1 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	6	5	6			0,01
4	28	9	отп. 2 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	5	5	5			0,01
5	27	9	отп. 1 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	5	5	5			0,01
6	28	1	отп. 2 на ПС ЛДК - АмТЭЦ1 ВН	11	11	11			-0,02
7	1	11	АмТЭЦ1 ВН - Падали ВН	35	35	35	0,02	0,03	0,53
8	11	12	Падали ВН - Эльбан ВН	28	28	28			0,01
9	12	1	Эльбан ВН - АмТЭЦ1 ВН	36	36	36	0,02	0,04	-0,54
10	1	22	АмТЭЦ1 ВН - Комсомольская 110	63	63	63	0,08	0,17	1,36
11	1	13	АмТЭЦ1 ВН - Хурба ВН	76	76	76	0,07	0,15	1,04
12	13	22	Хурба ВН - Комсомольская 110	41	40	41	0,01	0,02	0,31
13	22	24	Комсомольская 110 - Гайтер ВН	17	17	17	0,01		0,17
14	24	25	Гайтер ВН - Картель ВН	3	3	3			0,02
15	25	26	Картель ВН - Пивань ВН	9	9	9			-0,06
16	26	22	Пивань ВН - Комсомольская 110	18	18	18			-0,13

Рисунок 13 – Вкладка «Токовая загрузка ЛЭП»



N	Название	Марка	Тип	U_В	U_С	U_Н	I_ВН	I_допВН	I_СН	I_допСН	I_НН	I_хх	dP_хх
1	АмТЭЦ 125	ТДЦ-125000/110-121/10,5	2х-обм	121		10,5	2 200,9	597,1			25 392,1	0,55	120,0
2	АмТЭЦ 63	ТДТН-63000/110-115/38,5/6,6	3х-обм	115	39	6,6	4 524,0	316,7	589 105,2	958,3	110 215,2	0,70	56,0
3	АмТЭЦ 63	ТДТН-63000/110-115/38,5/6,6	3х-обм	115	39	6,6	2 080,4	316,7	432 423,5	958,3	34 523,8	0,70	56,0
4	Хурба 16	ТДТН-16000/110-115/38,5/11	3х-обм	115	39	11,0	127,6	80,4	4 841,7	243,4	53 871,9	1,00	23,0
5	Хурба 10	ТДТН-10000/110-115/38,5/11	3х-обм	115	39	11,0	873,8	50,3	67 463,3	152,1	30 223,8	1,10	17,0
6	Комсомольская 63	АТДЦТН-63000/220-230/121/11	АТ	230	121	11,0	1,2	158,3	1 834,7	301,0	1 906 488,4	0,50	45,0

Рисунок 14 – Вкладка «Трансформаторы»



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15 Осенне-зимний период

АмурскаяТЭЦ – 1	P <sub>max1</sub> := 110.2	Q <sub>max1</sub> := 23.0	ε <sub>ав</sub> := 0.0313
ЛДК	P <sub>max2</sub> := 1.6	Q <sub>max2</sub> := 1.1	
Амурмаш	P <sub>max3</sub> := 1.7	Q <sub>max3</sub> := 1.2	
Падали	P <sub>max4</sub> := 1.1	Q <sub>max4</sub> := 0.8	
Эльбан	P <sub>max5</sub> := 9.7	Q <sub>max5</sub> := 7.3	
Хурба	P <sub>max6</sub> := 5.3	Q <sub>max6</sub> := 3.6	
Комсомольская	P <sub>max7</sub> := 104.0	Q <sub>max7</sub> := 7.6	
Гайтер	P <sub>max8</sub> := 2.6	Q <sub>max8</sub> := 1.1	
Картель	P <sub>max9</sub> := 1.8	Q <sub>max9</sub> := 0.2	
Пивань	P <sub>max10</sub> := 1.1	Q <sub>max10</sub> := 0.2	
Аэродром	P <sub>max11</sub> := 14.04	Q <sub>max11</sub> := 5.62	

$$\operatorname{tg}\varphi_1 := \frac{Q_{\max 1}}{P_{\max 1}} = 0.209$$

$$\operatorname{tg}\varphi_4 := \frac{Q_{\max 4}}{P_{\max 4}} = 0.727$$

$$\operatorname{tg}\varphi_2 := \frac{Q_{\max 2}}{P_{\max 2}} = 0.688$$

$$\operatorname{tg}\varphi_5 := \frac{Q_{\max 5}}{P_{\max 5}} = 0.753$$

$$\operatorname{tg}\varphi_3 := \frac{Q_{\max 3}}{P_{\max 3}} = 0.706$$

$$\operatorname{tg}\varphi_6 := \frac{Q_{\max 6}}{P_{\max 6}} = 0.679$$

$$\operatorname{tg}\varphi_7 := \frac{Q_{\max 7}}{P_{\max 7}} = 0.073$$

$$\operatorname{tg}\varphi_8 := \frac{Q_{\max 8}}{P_{\max 8}} = 0.423$$

$$\operatorname{tg}\varphi_9 := \frac{Q_{\max 9}}{P_{\max 9}} = 0.111$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{10} := \frac{Q_{\max 10}}{P_{\max 10}} = 0.182$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{11} := \frac{Q_{\max 11}}{P_{\max 11}} = 0.4$$

$$K_3 := 0.5 \quad K_{II} := 0.85$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15 (Зима)

$$P_{cp1} := P_{Max1} \cdot K_3 = 55.1 \quad Q_{cp1} := P_{cp1} \cdot tg\varphi_1 = 11.5$$

$$P_{cp2} := P_{Max2} \cdot K_3 = 0.8 \quad Q_{cp2} := P_{cp2} \cdot tg\varphi_2 = 0.55$$

$$P_{cp3} := P_{Max3} \cdot K_3 = 0.85 \quad Q_{cp3} := P_{cp3} \cdot tg\varphi_3 = 0.6$$

$$P_{cp4} := P_{Max4} \cdot K_3 = 0.55 \quad Q_{cp4} := P_{cp4} \cdot tg\varphi_4 = 0.4$$

$$P_{cp5} := P_{Max5} \cdot K_3 = 4.85 \quad Q_{cp5} := P_{cp5} \cdot tg\varphi_5 = 3.65$$

$$P_{cp6} := P_{Max6} \cdot K_3 = 2.65 \quad Q_{cp6} := P_{cp6} \cdot tg\varphi_6 = 1.8$$

$$P_{cp7} := P_{Max7} \cdot K_3 = 52 \quad Q_{cp7} := P_{cp7} \cdot tg\varphi_7 = 3.8$$

$$P_{cp8} := P_{Max8} \cdot K_3 = 1.3 \quad Q_{cp8} := P_{cp8} \cdot tg\varphi_8 = 0.55$$

$$P_{cp9} := P_{Max9} \cdot K_3 = 0.9 \quad Q_{cp9} := P_{cp9} \cdot tg\varphi_9 = 0.1$$

$$P_{cp10} := P_{Max10} \cdot K_3 = 0.55 \quad Q_{cp10} := P_{cp10} \cdot tg\varphi_{10} = 0.1$$

$$P_{cp11} := P_{Max11} \cdot K_3 = 7.02 \quad Q_{cp11} := P_{cp11} \cdot tg\varphi_{11} = 2.81$$

$$K_\phi := \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}} = 1.155$$

$$P_{\phi1} := P_{cp1} \cdot K_\phi = 63.624 \quad Q_{\phi1} := P_{\phi1} \cdot tg\varphi_1 = 13.279$$

$$P_{\phi2} := P_{cp2} \cdot K_\phi = 0.924 \quad Q_{\phi2} := P_{\phi2} \cdot tg\varphi_2 = 0.635$$

$$P_{\phi3} := P_{cp3} \cdot K_\phi = 0.981 \quad Q_{\phi3} := P_{\phi3} \cdot tg\varphi_3 = 0.693$$

$$P_{\phi4} := P_{cp4} \cdot K_\phi = 0.635 \quad Q_{\phi4} := P_{\phi4} \cdot tg\varphi_4 = 0.462$$

$$P_{\phi5} := P_{cp5} \cdot K_\phi = 5.6 \quad Q_{\phi5} := P_{\phi5} \cdot tg\varphi_5 = 4.215$$

$$P_{\phi6} := P_{cp6} \cdot K_\phi = 3.06 \quad Q_{\phi6} := P_{\phi6} \cdot tg\varphi_6 = 2.078$$

$$P_{\phi7} := P_{cp7} \cdot K_\phi = 60.044 \quad Q_{\phi7} := P_{\phi7} \cdot tg\varphi_7 = 4.388$$

$$P_{\phi8} := P_{cp8} \cdot K_\phi = 1.501 \quad Q_{\phi8} := P_{\phi8} \cdot tg\varphi_8 = 0.635$$

$$P_{\phi9} := P_{cp9} \cdot K_\phi = 1.039 \quad Q_{\phi9} := P_{\phi9} \cdot tg\varphi_9 = 0.115$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15 (Зима)

$P_{\text{эф10}} := P_{\text{ср10}} \cdot K_{\phi} = 0.635$	$Q_{\text{эф10}} := P_{\text{эф10}} \cdot \text{tg}\varphi_{10} = 0.115$
$P_{\text{эф11}} := P_{\text{ср11}} \cdot K_{\phi} = 8.106$	$Q_{\text{эф11}} := P_{\text{эф11}} \cdot \text{tg}\varphi_{11} = 3.245$
$P_{\text{ср.прогн1}} := P_{\text{ср1}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 64.28$	$Q_{\text{ср.прогн1}} := P_{\text{ср.прогн1}} \cdot \text{tg}\varphi_1 = 13.416$
$P_{\text{ср.прогн2}} := P_{\text{ср2}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.933$	$Q_{\text{ср.прогн2}} := P_{\text{ср.прогн2}} \cdot \text{tg}\varphi_2 = 0.642$
$P_{\text{ср.прогн3}} := P_{\text{ср3}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.992$	$Q_{\text{ср.прогн3}} := P_{\text{ср.прогн3}} \cdot \text{tg}\varphi_3 = 0.7$
$P_{\text{ср.прогн4}} := P_{\text{ср4}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.642$	$Q_{\text{ср.прогн4}} := P_{\text{ср.прогн4}} \cdot \text{tg}\varphi_4 = 0.467$
$P_{\text{ср.прогн5}} := P_{\text{ср5}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 5.658$	$Q_{\text{ср.прогн5}} := P_{\text{ср.прогн5}} \cdot \text{tg}\varphi_5 = 4.258$
$P_{\text{ср.прогн6}} := P_{\text{ср6}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 3.092$	$Q_{\text{ср.прогн6}} := P_{\text{ср.прогн6}} \cdot \text{tg}\varphi_6 = 2.1$
$P_{\text{ср.прогн7}} := P_{\text{ср7}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 60.664$	$Q_{\text{ср.прогн7}} := P_{\text{ср.прогн7}} \cdot \text{tg}\varphi_7 = 4.433$
$P_{\text{ср.прогн8}} := P_{\text{ср8}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.517$	$Q_{\text{ср.прогн8}} := P_{\text{ср.прогн8}} \cdot \text{tg}\varphi_8 = 0.642$
$P_{\text{ср.прогн9}} := P_{\text{ср9}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.05$	$Q_{\text{ср.прогн9}} := P_{\text{ср.прогн9}} \cdot \text{tg}\varphi_9 = 0.117$
$P_{\text{ср.прогн10}} := P_{\text{ср10}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.642$	$Q_{\text{ср.прогн10}} := P_{\text{ср.прогн10}} \cdot \text{tg}\varphi_{10} = 0.117$
$P_{\text{ср.прогн11}} := P_{\text{ср11}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 8.19$	$Q_{\text{ср.прогн11}} := P_{\text{ср.прогн11}} \cdot \text{tg}\varphi_{11} = 3.278$
$P_{\text{эфпрогн1}} := P_{\text{ср.прогн1}} \cdot K_{\phi} = 74.224$	$Q_{\text{эфпрогн1}} := P_{\text{эфпрогн1}} \cdot \text{tg}\varphi_1 = 15.491$
$P_{\text{эфпрогн2}} := P_{\text{ср.прогн2}} \cdot K_{\phi} = 1.078$	$Q_{\text{эфпрогн2}} := P_{\text{эфпрогн2}} \cdot \text{tg}\varphi_2 = 0.741$
$P_{\text{эфпрогн3}} := P_{\text{ср.прогн3}} \cdot K_{\phi} = 1.145$	$Q_{\text{эфпрогн3}} := P_{\text{эфпрогн3}} \cdot \text{tg}\varphi_3 = 0.808$
$P_{\text{эфпрогн4}} := P_{\text{ср.прогн4}} \cdot K_{\phi} = 0.741$	$Q_{\text{эфпрогн4}} := P_{\text{эфпрогн4}} \cdot \text{tg}\varphi_4 = 0.539$
$P_{\text{эфпрогн5}} := P_{\text{ср.прогн5}} \cdot K_{\phi} = 6.533$	$Q_{\text{эфпрогн5}} := P_{\text{эфпрогн5}} \cdot \text{tg}\varphi_5 = 4.917$
$P_{\text{эфпрогн6}} := P_{\text{ср.прогн6}} \cdot K_{\phi} = 3.57$	$Q_{\text{эфпрогн6}} := P_{\text{эфпрогн6}} \cdot \text{tg}\varphi_6 = 2.425$
$P_{\text{эфпрогн7}} := P_{\text{ср.прогн7}} \cdot K_{\phi} = 70.048$	$Q_{\text{эфпрогн7}} := P_{\text{эфпрогн7}} \cdot \text{tg}\varphi_7 = 5.119$
$P_{\text{эфпрогн8}} := P_{\text{ср.прогн8}} \cdot K_{\phi} = 1.751$	$Q_{\text{эфпрогн8}} := P_{\text{эфпрогн8}} \cdot \text{tg}\varphi_8 = 0.741$
$P_{\text{эфпрогн9}} := P_{\text{ср.прогн9}} \cdot K_{\phi} = 1.212$	$Q_{\text{эфпрогн9}} := P_{\text{эфпрогн9}} \cdot \text{tg}\varphi_9 = 0.135$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15 (Зима)

$$P_{\text{эфпрогн10}} := P_{\text{ср.прогн10}} \cdot K_{\phi} = 0.741 \quad Q_{\text{эфпрогн10}} := P_{\text{эфпрогн10}} \cdot \text{tg}\varphi_{10} = 0.135$$

$$P_{\text{эфпрогн11}} := P_{\text{ср.прогн11}} \cdot K_{\phi} = 9.457 \quad Q_{\text{эфпрогн11}} := P_{\text{эфпрогн11}} \cdot \text{tg}\varphi_{11} = 3.785$$

$$P_{\text{махпрогн1}} := P_{\text{мах1}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 128.56 \quad Q_{\text{махпрогн1}} := Q_{\text{мах1}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 26.832$$

$$P_{\text{махпрогн2}} := P_{\text{мах2}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.867 \quad Q_{\text{махпрогн2}} := Q_{\text{мах2}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.283$$

$$P_{\text{махпрогн3}} := P_{\text{мах3}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.983 \quad Q_{\text{махпрогн3}} := Q_{\text{мах3}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.4$$

$$P_{\text{махпрогн4}} := P_{\text{мах4}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.283 \quad Q_{\text{махпрогн4}} := Q_{\text{мах4}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.933$$

$$P_{\text{махпрогн5}} := P_{\text{мах5}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 11.316 \quad Q_{\text{махпрогн5}} := Q_{\text{мах5}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 8.516$$

$$P_{\text{махпрогн6}} := P_{\text{мах6}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 6.183 \quad Q_{\text{махпрогн6}} := Q_{\text{мах6}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 4.2$$

$$P_{\text{махпрогн7}} := P_{\text{мах7}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 121.327 \quad Q_{\text{махпрогн7}} := Q_{\text{мах7}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 8.866$$

$$P_{\text{махпрогн8}} := P_{\text{мах8}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 3.033 \quad Q_{\text{махпрогн8}} := Q_{\text{мах8}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.283$$

$$P_{\text{махпрогн9}} := P_{\text{мах9}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 2.1 \quad Q_{\text{махпрогн9}} := Q_{\text{мах9}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.233$$

$$P_{\text{махпрогн10}} := P_{\text{мах10}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 1.283 \quad Q_{\text{махпрогн10}} := Q_{\text{мах10}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 0.233$$

$$P_{\text{махпрогн11}} := P_{\text{мах11}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 16.379 \quad Q_{\text{махпрогн11}} := Q_{\text{мах11}} \cdot (1 + \varepsilon)^5 = 6.556$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
 Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15  
 (весенне-летний период)

АмурскаяТЭЦ – 1	P <sub>max1</sub> := 89.0	Q <sub>max1</sub> := 20.7	ε <sub>mv</sub> := 0.0313
ЛДК	P <sub>max2</sub> := 1.4	Q <sub>max2</sub> := 0.9	
АЦП	P <sub>max3</sub> := 1.6	Q <sub>max3</sub> := 1.1	
Падали	P <sub>max4</sub> := 1.2	Q <sub>max4</sub> := 0.6	
Эльбан	P <sub>max5</sub> := 6.8	Q <sub>max5</sub> := 5.8	
Хурба	P <sub>max6</sub> := 4.2	Q <sub>max6</sub> := 2.9	
Комсомольская	P <sub>max7</sub> := 85.3	Q <sub>max7</sub> := 6.9	
Гайтер	P <sub>max8</sub> := 2.0	Q <sub>max8</sub> := 0.9	
Картель	P <sub>max9</sub> := 1.4	Q <sub>max9</sub> := 0.3	
Пивань	P <sub>max10</sub> := 0.9	Q <sub>max10</sub> := 0.2	
Аэродром	P <sub>max11</sub> := 13.6	Q <sub>max11</sub> := 5.44	

$$\operatorname{tg}\varphi_1 := \frac{Q_{\max 1}}{P_{\max 1}} = 0.233$$

$$\operatorname{tg}\varphi_4 := \frac{Q_{\max 4}}{P_{\max 4}} = 0.5$$

$$\operatorname{tg}\varphi_2 := \frac{Q_{\max 2}}{P_{\max 2}} = 0.643$$

$$\operatorname{tg}\varphi_5 := \frac{Q_{\max 5}}{P_{\max 5}} = 0.853$$

$$\operatorname{tg}\varphi_3 := \frac{Q_{\max 3}}{P_{\max 3}} = 0.688$$

$$\operatorname{tg}\varphi_6 := \frac{Q_{\max 6}}{P_{\max 6}} = 0.69$$

$$\operatorname{tg}\varphi_7 := \frac{Q_{\max 7}}{P_{\max 7}} = 0.081$$

$$\operatorname{tg}\varphi_8 := \frac{Q_{\max 8}}{P_{\max 8}} = 0.45$$

$$\operatorname{tg}\varphi_9 := \frac{Q_{\max 9}}{P_{\max 9}} = 0.214$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{10} := \frac{Q_{\max 10}}{P_{\max 10}} = 0.222$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{11} := \frac{Q_{\max 11}}{P_{\max 11}} = 0.4$$

$$K_3 := 0.5 \quad K_{II} := 0.85$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15 (Лето)

$$P_{cp1} := P_{Max1} \cdot K_3 = 44.5 \quad Q_{cp1} := P_{cp1} \cdot tg\varphi_1 = 10.35$$

$$P_{cp2} := P_{Max2} \cdot K_3 = 0.7 \quad Q_{cp2} := P_{cp2} \cdot tg\varphi_2 = 0.45$$

$$P_{cp3} := P_{Max3} \cdot K_3 = 0.8 \quad Q_{cp3} := P_{cp3} \cdot tg\varphi_3 = 0.55$$

$$P_{cp4} := P_{Max4} \cdot K_3 = 0.6 \quad Q_{cp4} := P_{cp4} \cdot tg\varphi_4 = 0.3$$

$$P_{cp5} := P_{Max5} \cdot K_3 = 3.4 \quad Q_{cp5} := P_{cp5} \cdot tg\varphi_5 = 2.9$$

$$P_{cp6} := P_{Max6} \cdot K_3 = 2.1 \quad Q_{cp6} := P_{cp6} \cdot tg\varphi_6 = 1.45$$

$$P_{cp7} := P_{Max7} \cdot K_3 = 42.65 \quad Q_{cp7} := P_{cp7} \cdot tg\varphi_7 = 3.45$$

$$P_{cp8} := P_{Max8} \cdot K_3 = 1 \quad Q_{cp8} := P_{cp8} \cdot tg\varphi_8 = 0.45$$

$$P_{cp9} := P_{Max9} \cdot K_3 = 0.7 \quad Q_{cp9} := P_{cp9} \cdot tg\varphi_9 = 0.15$$

$$P_{cp10} := P_{Max10} \cdot K_3 = 0.45 \quad Q_{cp10} := P_{cp10} \cdot tg\varphi_{10} = 0.1$$

$$P_{cp11} := P_{Max11} \cdot K_3 = 6.8 \quad Q_{cp11} := P_{cp11} \cdot tg\varphi_{11} = 2.72$$

$$K_\phi := \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}} = 1.155$$

$$P_{\phi1} := P_{cp1} \cdot K_\phi = 51.384 \quad Q_{\phi1} := P_{\phi1} \cdot tg\varphi_1 = 11.951$$

$$P_{\phi2} := P_{cp2} \cdot K_\phi = 0.808 \quad Q_{\phi2} := P_{\phi2} \cdot tg\varphi_2 = 0.52$$

$$P_{\phi3} := P_{cp3} \cdot K_\phi = 0.924 \quad Q_{\phi3} := P_{\phi3} \cdot tg\varphi_3 = 0.635$$

$$P_{\phi4} := P_{cp4} \cdot K_\phi = 0.693 \quad Q_{\phi4} := P_{\phi4} \cdot tg\varphi_4 = 0.346$$

$$P_{\phi5} := P_{cp5} \cdot K_\phi = 3.926 \quad Q_{\phi5} := P_{\phi5} \cdot tg\varphi_5 = 3.349$$

$$P_{\phi6} := P_{cp6} \cdot K_\phi = 2.425 \quad Q_{\phi6} := P_{\phi6} \cdot tg\varphi_6 = 1.674$$

$$P_{\phi7} := P_{cp7} \cdot K_\phi = 49.248 \quad Q_{\phi7} := P_{\phi7} \cdot tg\varphi_7 = 3.984$$

$$P_{\phi8} := P_{cp8} \cdot K_\phi = 1.155 \quad Q_{\phi8} := P_{\phi8} \cdot tg\varphi_8 = 0.52$$

$$P_{\phi9} := P_{cp9} \cdot K_\phi = 0.808 \quad Q_{\phi9} := P_{\phi9} \cdot tg\varphi_9 = 0.173$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15 (Лето)

$$P_{\text{эф10}} := P_{\text{ср10}} \cdot K_{\phi} = 0.52 \quad Q_{\text{эф10}} := P_{\text{эф10}} \cdot \text{tg}\varphi_{10} = 0.115$$

$$P_{\text{эф11}} := P_{\text{ср11}} \cdot K_{\phi} = 7.852 \quad Q_{\text{эф11}} := P_{\text{эф11}} \cdot \text{tg}\varphi_{11} = 3.141$$

$$P_{\text{ср.прогн1}} := P_{\text{ср1}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 53.539 \quad Q_{\text{ср.прогн1}} := P_{\text{ср.прогн1}} \cdot \text{tg}\varphi_1 = 12.452$$

$$P_{\text{ср.прогн2}} := P_{\text{ср2}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 0.842 \quad Q_{\text{ср.прогн2}} := P_{\text{ср.прогн2}} \cdot \text{tg}\varphi_2 = 0.541$$

$$P_{\text{ср.прогн3}} := P_{\text{ср3}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 0.962 \quad Q_{\text{ср.прогн3}} := P_{\text{ср.прогн3}} \cdot \text{tg}\varphi_3 = 0.662$$

$$P_{\text{ср.прогн4}} := P_{\text{ср4}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 0.722 \quad Q_{\text{ср.прогн4}} := P_{\text{ср.прогн4}} \cdot \text{tg}\varphi_4 = 0.361$$

$$P_{\text{ср.прогн5}} := P_{\text{ср5}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 4.091 \quad Q_{\text{ср.прогн5}} := P_{\text{ср.прогн5}} \cdot \text{tg}\varphi_5 = 3.489$$

$$P_{\text{ср.прогн6}} := P_{\text{ср6}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 2.527 \quad Q_{\text{ср.прогн6}} := P_{\text{ср.прогн6}} \cdot \text{tg}\varphi_6 = 1.745$$

$$P_{\text{ср.прогн7}} := P_{\text{ср7}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 51.313 \quad Q_{\text{ср.прогн7}} := P_{\text{ср.прогн7}} \cdot \text{tg}\varphi_7 = 4.151$$

$$P_{\text{ср.прогн8}} := P_{\text{ср8}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 1.203 \quad Q_{\text{ср.прогн8}} := P_{\text{ср.прогн8}} \cdot \text{tg}\varphi_8 = 0.541$$

$$P_{\text{ср.прогн9}} := P_{\text{ср9}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 0.842 \quad Q_{\text{ср.прогн9}} := P_{\text{ср.прогн9}} \cdot \text{tg}\varphi_9 = 0.18$$

$$P_{\text{ср.прогн10}} := P_{\text{ср10}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 0.541 \quad Q_{\text{ср.прогн10}} := P_{\text{ср.прогн10}} \cdot \text{tg}\varphi_{10} = 0.12$$

$$P_{\text{ср.прогн11}} := P_{\text{ср11}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 8.181 \quad Q_{\text{ср.прогн11}} := P_{\text{ср.прогн11}} \cdot \text{tg}\varphi_{11} = 3.272$$

$$P_{\text{эфпрогн1}} := P_{\text{ср.прогн1}} \cdot K_{\phi} = 61.821 \quad Q_{\text{эфпрогн1}} := P_{\text{эфпрогн1}} \cdot \text{tg}\varphi_1 = 14.379$$

$$P_{\text{эфпрогн2}} := P_{\text{ср.прогн2}} \cdot K_{\phi} = 0.972 \quad Q_{\text{эфпрогн2}} := P_{\text{эфпрогн2}} \cdot \text{tg}\varphi_2 = 0.625$$

$$P_{\text{эфпрогн3}} := P_{\text{ср.прогн3}} \cdot K_{\phi} = 1.111 \quad Q_{\text{эфпрогн3}} := P_{\text{эфпрогн3}} \cdot \text{tg}\varphi_3 = 0.764$$

$$P_{\text{эфпрогн4}} := P_{\text{ср.прогн4}} \cdot K_{\phi} = 0.834 \quad Q_{\text{эфпрогн4}} := P_{\text{эфпрогн4}} \cdot \text{tg}\varphi_4 = 0.417$$

$$P_{\text{эфпрогн5}} := P_{\text{ср.прогн5}} \cdot K_{\phi} = 4.723 \quad Q_{\text{эфпрогн5}} := P_{\text{эфпрогн5}} \cdot \text{tg}\varphi_5 = 4.029$$

$$P_{\text{эфпрогн6}} := P_{\text{ср.прогн6}} \cdot K_{\phi} = 2.917 \quad Q_{\text{эфпрогн6}} := P_{\text{эфпрогн6}} \cdot \text{tg}\varphi_6 = 2.014$$

$$P_{\text{эфпрогн7}} := P_{\text{ср.прогн7}} \cdot K_{\phi} = 59.251 \quad Q_{\text{эфпрогн7}} := P_{\text{эфпрогн7}} \cdot \text{tg}\varphi_7 = 4.793$$

$$P_{\text{эфпрогн8}} := P_{\text{ср.прогн8}} \cdot K_{\phi} = 1.389 \quad Q_{\text{эфпрогн8}} := P_{\text{эфпрогн8}} \cdot \text{tg}\varphi_8 = 0.625$$

$$P_{\text{эфпрогн9}} := P_{\text{ср.прогн9}} \cdot K_{\phi} = 0.972 \quad Q_{\text{эфпрогн9}} := P_{\text{эфпрогн9}} \cdot \text{tg}\varphi_9 = 0.208$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15 (Лето)

$$\begin{aligned}
 P_{\text{эфпрогн10}} &:= P_{\text{ср.прогн10}} \cdot K_{\phi} = 0.625 & Q_{\text{эфпрогн10}} &:= P_{\text{эфпрогн10}} \cdot \text{tg}\varphi_{10} = 0.139 \\
 P_{\text{эфпрогн11}} &:= P_{\text{ср.прогн11}} \cdot K_{\phi} = 9.447 & Q_{\text{эфпрогн11}} &:= P_{\text{эфпрогн11}} \cdot \text{tg}\varphi_{11} = 3.779 \\
 \\
 P_{\text{махпрогн1}} &:= P_{\text{мах1}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 107.078 & Q_{\text{махпрогн1}} &:= Q_{\text{мах1}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 24.905 \\
 P_{\text{махпрогн2}} &:= P_{\text{мах2}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 1.684 & Q_{\text{махпрогн2}} &:= Q_{\text{мах2}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 1.083 \\
 P_{\text{махпрогн3}} &:= P_{\text{мах3}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 1.925 & Q_{\text{махпрогн3}} &:= Q_{\text{мах3}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 1.323 \\
 P_{\text{махпрогн4}} &:= P_{\text{мах4}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 1.444 & Q_{\text{махпрогн4}} &:= Q_{\text{мах4}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 0.722 \\
 P_{\text{махпрогн5}} &:= P_{\text{мах5}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 8.181 & Q_{\text{махпрогн5}} &:= Q_{\text{мах5}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 6.978 \\
 P_{\text{махпрогн6}} &:= P_{\text{мах6}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 5.053 & Q_{\text{махпрогн6}} &:= Q_{\text{мах6}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 3.489 \\
 P_{\text{махпрогн7}} &:= P_{\text{мах7}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 102.626 & Q_{\text{махпрогн7}} &:= Q_{\text{мах7}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 8.302 \\
 P_{\text{махпрогн8}} &:= P_{\text{мах8}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 2.406 & Q_{\text{махпрогн8}} &:= Q_{\text{мах8}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 1.083 \\
 P_{\text{махпрогн9}} &:= P_{\text{мах9}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 1.684 & Q_{\text{махпрогн9}} &:= Q_{\text{мах9}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 0.361 \\
 P_{\text{махпрогн10}} &:= P_{\text{мах10}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 1.083 & Q_{\text{махпрогн10}} &:= Q_{\text{мах10}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 0.241 \\
 P_{\text{махпрогн11}} &:= P_{\text{мах11}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 16.362 & Q_{\text{махпрогн11}} &:= Q_{\text{мах11}} \cdot (1 + \varepsilon)^6 = 6.545
 \end{aligned}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчет установившегося режима после подключения ПС Аэродром.

Таблица 1-Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
База	1	АМТЭЦ1 ВН	110	0	0	0	0	169,1	75,6	110	-100	200	0	110	0	2,7744
Нагр	2	АМТЭЦ1 Нейтраль 1	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107,68	-2,11	-1,125
Нагр	3	АМТЭЦ1 Нейтраль 2	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107,68	-2,11	-1,125
Нагр	4	АМТЭЦ1 СН1	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,049	2,997	-1,125
Нагр	5	АМТЭЦ1 СН2	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,049	2,997	-1,125
Нагр	6	АМТЭЦ1 НН1	10	0	0	37	7,6	0	0	0	0	0	0	9,4534	-5,47	0,6305
Нагр	7	АМТЭЦ1 НН2	6	0	0	37	7,6	0	0	0	0	0	0	6,1086	1,81	-3,61
Нагр	8	АМТЭЦ1 НН3	6	0	0	37	7,6	0	0	0	0	0	0	6,1086	1,81	-3,61
Нагр	9	ЛДК ВН	110	0	0	1,6	1,1	0	0	0	0	0	0	109,96	-0,03	2,7525
Нагр	10	АЦП ВН	110	0	0	1,7	1,2	0	0	0	0	0	0	109,96	-0,03	2,7532
Нагр	11	Падали ВН	110	0	0	1,1	0,8	0	0	0	0	0	0	109,41	-0,53	2,646
Нагр	12	Эльбан ВН	110	0	0	9,7	7,3	0	0	0	0	0	0	109,41	-0,54	2,6446
Нагр	13	Хурба ВН	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107,75	-2,04	2,1304
Нагр	14	Хурба Нейтраль 1	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	103,38	-6,02	-0,782
Нагр	15	Хурба Нейтраль 2	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	103,38	-6,02	-0,783
Нагр	16	Хурба СН 1	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34,609	-1,12	-0,783
Нагр	17	Хурба СН 2	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34,609	-1,12	-0,783
Нагр	18	Хурба НН 1	10	0	0	5,3	3,6	0	0	0	0	0	0	9,6515	-3,48	-2,57
Нагр	19	Хурба НН 2	10	0	0	5,3	3,6	0	0	0	0	0	0	9,6515	-3,49	-2,57
Нагр	20	Комсомольская 220	220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	214,53	-2,49	2,0815
Нагр	21	Комсомольская Нейтраль	220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	214,66	-2,43	2,0861
Нагр	22	Комсомольская 110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107,13	-2,61	1,9192
Нагр	23	Комсомольская НН	10	0	0	10	7,6	0	0	0	0	0	0	9,945	-0,55	-0,522
Нагр	24	Гайтер ВН	110	0	0	2,6	1,1	0	0	0	0	0	0	106,94	-2,78	1,7847
Нагр	25	Картель ВН	110	0	0	1,8	0,2	0	0	0	0	0	0	106,92	-2,8	1,7861
Нагр	26	Пивань ВН	110	0	0	1,1	2	0	0	0	0	0	0	106,98	-2,74	1,8702
Нагр	27	отп. 1 на ПС ЛДК	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,97	-0,02	2,7597
Нагр	28	отп. 2 на ПС ЛДК	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,97	-0,02	2,7597
Нагр	29	Аэродром ВН 1	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107,76	-6,3	2,0143
Нагр	30	Аэродром ВН 2	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107,75	-6,3	2,0111
Нагр	31	Аэродром НН 1	11	0	0	8,5	3,4	0	0	0	0	0	0	10,528	-4,29	-1,668
Нагр	32	Аэродром НН 2	11	0	0	8,5	3,4	0	0	0	0	0	0	10,528	-4,29	-1,668

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Таблица 2-Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_а нц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 1	0,48	22,04	33,1	1	0	0	-36,87	-12,42	204,21	64,49
Тр-р	1	3	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 2	0,48	22,04	33,1	1	0	0	-36,87	-12,42	204,21	64,49
Тр-р	1	6	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 НН1	0,37	12,29	46,2	0,087	0	0	-36,84	-9,61	199,85	33,47
Тр-р	2	4	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 СН1	0,48	0	0	0,335	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	2	7	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 НН2	0,48	13,64	0	0,057	0	0	-36,76	-9,29	203,30	3,68
Тр-р	13	14	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 1	2,88	88,81	12	1	1	3	-6,56	-5,40	45,53	56,61
Тр-р	13	15	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 2	5,03	142,1	8,22	1	1	4	-4,12	-3,37	28,50	56,71
Тр-р	14	16	Хурба Нейтраль 1 - Хурба СН 1	2,01	-0,48	0	0,335	0	0	-0,03	0,05	0,32	0,13
Тр-р	20	21	Комсомольская 220 - Комсомольская Нейтраль	1,43	104,1	5,89	1	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	21	22	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская 110	1,43	-11,7	0	0,5	0	0	10,42	8,64	36,41	12,10
ЛЭП	1	27	АмТЭЦ1 ВН - отп. 1 на ПС ЛДК	0,22	2,046	1,31	0	0	0	-1,65	-1,20	10,70	0,00
ЛЭП	28	10	отп. 2 на ПС ЛДК - АЦП ВН	0,19	1,736	1,11	0	0	0	-0,85	-0,61	5,50	0,00
ЛЭП	27	10	отп. 1 на ПС ЛДК - АЦП ВН	0,19	1,736	1,11	0	0	0	-0,85	-0,61	5,50	0,00
ЛЭП	28	9	отп. 2 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	0,22	2,046	1,31	0	0	0	-0,80	-0,57	5,14	0,00
ЛЭП	27	9	отп. 1 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	0,22	2,046	1,31	0	0	0	-0,80	-0,57	5,14	0,00
ЛЭП	28	1	отп. 2 на ПС ЛДК - АмТЭЦ1 ВН	0,22	2,046	1,31	0	0	0	1,65	1,18	10,70	0,00
ЛЭП	1	11	АмТЭЦ1 ВН - Падали ВН	5,3	9,095	1,11	0	0	0	-5,31	-4,02	34,94	0,00
ЛЭП	11	12	Падали ВН - Эльбан ВН	0,08	0,128	1,6	0	0	0	-4,19	-3,17	27,72	0,00
ЛЭП	12	1	Эльбан ВН - АмТЭЦ1 ВН	5,14	8,818	1,1	0	0	0	5,51	4,15	36,44	0,00
ЛЭП	1	29	АмТЭЦ1 ВН - Аэродром ВН 1	4,97	10,54	3,39	0	0	0	-21,26	-13,48	132,15	0,00
ЛЭП	22	30	Комсомольская 110 - Аэродром ВН 2	4,97	10,54	3,39	0	0	0	3,88	4,49	32,17	0,00
ЛЭП	1	13	АмТЭЦ1 ВН - Хурба ВН	4,18	8,87	2,85	0	0	0	-23,07	-17,09	150,69	0,00
ЛЭП	13	22	Хурба ВН - Комсомольская 110	2,37	5,023	1,62	0	0	0	-12,09	-7,69	76,81	0,00
ЛЭП	22	24	Комсомольская 110 - Гайтер ВН	1,16	10,6	6,79	0	0	0	-2,71	-1,66	17,16	0,00
ЛЭП	24	25	Гайтер ВН - Картель ВН	1,63	4,151	1,38	0	0	0	-0,11	-0,48	2,64	0,00
ЛЭП	25	26	Картель ВН - Пивань ВН	5,35	9,181	2,86	0	0	0	1,69	-0,26	9,21	0,00
ЛЭП	26	22	Пивань ВН - Комсомольская 110	2,38	5,04	1,62	0	0	0	2,79	1,78	17,89	0,00
Тр-р	3	5	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 СН2	0,48	0	0	0,335	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	3	8	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 НН3	0,48	13,64	0	0,057	0	0	-36,76	-9,29	203,30	3,68
Тр-р	14	18	Хурба Нейтраль 1 - Хурба НН 1	2,07	51,62	0	0,096	0	0	-6,50	-4,80	45,11	5,37
Тр-р	15	17	Хурба Нейтраль 2 - Хурба СН 2	5,03	0	0	0,335	0	0	0,03	-0,01	0,19	0,13
Тр-р	15	19	Хурба Нейтраль 2 - Хурба НН 2	5,03	82,5	0	0,096	0	0	-4,12	-2,91	28,18	5,36
Тр-р	21	23	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская НН	1,43	195,6	0	0,048	0	0	-10,41	-8,36	35,89	1,08
Выкл	7	8	АмТЭЦ1 НН2 - АмТЭЦ1 НН3	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Выкл	4	5	АмТЭЦ1 СН1 - АмТЭЦ1 СН2	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Выкл	16	17	Хурба СН 1 - Хурба СН 2	0	0	0	0	0	0	-0,04	0,03	0,77	0,00
Выкл	18	19	Хурба НН 1 - Хурба НН 2	0	0	0	0	0	0	-1,19	-0,88	88,49	0,00
Выкл	29	30	Аэродром ВН 1 - Аэродром ВН 2	0	0	0	0	0	0	-12,45	-8,72	81,44	0,00
Тр-р	29	31	Аэродром ВН 1 - Аэродром НН 1	4,39	86,68	8,35	0,101	10	1	-8,55	-4,17	50,98	63,39
Тр-р	30	32	Аэродром ВН 2 - Аэродром НН 2	4,39	86,68	8,35	0,101	10	2	-8,55	-4,16	50,93	63,33
Выкл	31	32	Аэродром НН 1 - Аэродром НН 2	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,25	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Таблица 3-Токовая нагрузка ЛЭП

<b>N_нач</b>	<b>N_кон</b>	<b>Название</b>	<b>I_нач</b>	<b>I_кон</b>	<b>Место</b>
1	27	АмТЭЦ1 ВН - отп. 1 на ПС ЛДК	10,7	10,65	ВН
28	10	отп. 2 на ПС ЛДК - АЦП ВН	5,504	5,463	ВН
27	10	отп. 1 на ПС ЛДК - АЦП ВН	5,504	5,463	ВН
28	9	отп. 2 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	5,145	5,097	ВН
27	9	отп. 1 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	5,145	5,097	ВН
28	1	отп. 2 на ПС ЛДК - АмТЭЦ1 ВН	10,65	10,7	ВН
1	11	АмТЭЦ1 ВН - Падали ВН	34,94	34,9	ВН
11	12	Падали ВН - Эльбан ВН	27,72	27,66	ВН
12	1	Эльбан ВН - АмТЭЦ1 ВН	36,4	36,44	ВН
1	29	АмТЭЦ1 ВН - Аэродром ВН 1	132,1	132	ВН
22	30	Комсомольская 110 - Аэродром ВН 2	32,01	32,17	ВН
1	13	АмТЭЦ1 ВН - Хурба ВН	150,7	150,6	ВН
13	22	Хурба ВН - Комсомольская 110	76,81	76,75	ВН
22	24	Комсомольская 110 - Гайтер ВН	17,16	16,94	ВН
24	25	Гайтер ВН - Картель ВН	2,639	2,556	ВН
25	26	Картель ВН - Пивань ВН	9,211	9,186	ВН
26	22	Пивань ВН - Комсомольская 110	17,83	17,89	ВН

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Таблица 4-токовая загрузка трансформаторов

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	контр.И	Tc	t)	Дн_25	Дл_обор	расч_Д	I/I_dop
1	2	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 1	204,212	203,296	ВН	False	0	0	316,66	0	316,7	64,489
1	3	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 2	204,212	203,296	ВН	False	0	0	316,66	0	316,7	64,489
1	6	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 НН1	199,854	2288,95	ВН	False	0	0	597,14	0	597,1	33,4684
2	4	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 СН1	4,41E-11	1,32E-10	ВН	False	0	0	958,32	0	958,3	4,60E-12
2	7	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 НН2	203,296	3542,28	ВН	False	0	0	5517,6	0	5518	3,68449
13	14	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 1	45,5297	44,9759	ВН	False	0	0	80,422	0	80,42	56,6133
13	15	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 2	28,5035	28,1198	ВН	False	0	0	50,264	0	50,26	56,7077
14	16	Хурба Нейтраль 1 - Хурба СН 1	0,31709	0,94714	ВН	False	0	0	243,38	0	243,4	0,13028
20	21	Комсомольская 220 - Комсомольская Нейтраль	1,15E-13	0,73752	ВН	False	0	0	158,33	0	158,3	7,28E-14
21	22	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская 110	36,4135	72,8269	ВН	False	0	0	300,96	0	301	12,0991
3	5	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 СН2	4,41E-11	1,32E-10	ВН	False	0	0	958,32	0	958,3	4,60E-12
3	8	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 НН3	203,296	3542,28	ВН	False	0	0	5517,6	0	5518	3,68449
14	18	Хурба Нейтраль 1 - Хурба НН 1	45,108	471,583	ВН	False	0	0	840,78	0	840,8	5,36503
15	17	Хурба Нейтраль 2 - Хурба СН 2	0,19218	0,57403	ВН	False	0	0	152,11	0	152,1	0,12634
15	19	Хурба Нейтраль 2 - Хурба НН 2	28,1799	294,608	ВН	False	0	0	525,49	0	525,5	5,36263
21	23	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская НН	35,8941	747,794	ВН	False	0	0	3310,6	0	3311	1,08423
29	31	Аэродром ВН 1 - Аэродром НН 1	50,9812	502,297	ВН	False	0	0	80,422	0	80,42	63,3919
30	32	Аэродром ВН 2 - Аэродром НН 2	50,9318	501,809	ВН	False	0	0	80,422	0	80,42	63,3305

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Таблица 5-Трансформаторы

N	Название	Марка	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_H2	N_0	N_пар	N_I(t)	Tс	I_допВН	I_ВН	I_допСН	I_СН	допО	I_оо
1	АмТЭЦ 125	78	2х-обм	False	1	0	6	0	0	0	0	0	597,14	199,854	0	0	0	0
2	АмТЭЦ 63	207	3х-обм	False	1	4	7	0	2	0	0	0	316,66	203,278	958,321	0,32211	0	0
3	АмТЭЦ 63	207	3х-обм	False	1	5	8	0	3	0	0	0	316,66	203,278	958,321	0,32084	0	0
4	Хурба 16	160	3х-обм	False	13	16	18	0	14	0	0	0	80,422	45,0856	243,383	0,92287	0	0
5	Хурба 10	148	3х-обм	False	13	17	19	0	15	0	0	0	50,264	28,1939	152,114	0,93289	0	0
6	Комсомольская 63	214	АТ	False	20	22	23	0	21	0	0	0	158,33	0,7011	300,96	72,9607	0	72,441
7	Аэродром 16 1	38	2х-обм	False	29	0	31	0	0	0	0	0	80,422	50,8531	0	0	0	0
8	Аэродром 16 2	38	2х-обм	False	30	0	32	0	0	0	0	0	80,422	50,8038	0	0	0	0

Таблица 6-Ансапфы

N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	Кнейт	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	Аэродром 1	%	+	РПН	ВН	1	115	10	9	1,78	9	-1,78
2	Аэродром 2	%	+	РПН	ВН	1	115	10	9	1,78	9	-1,78
3	Хурба 16	%	+	РПН	ВН	1	110	110	9	1,78	9	-1,78
4	Хурба 10	%	+	РПН	ВН	1	110	110	9	1,78	9	-1,78



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчет послеаварийного установившегося режима «отключена ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 - ПС Аэродром»

Таблица 5-Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	V	dV	Delta
База	1	АмТЭЦ1 ВН	110			110,00		2,77
Нагр	2	АмТЭЦ1 Нейтраль 1	110			107,13	-2,61	-1,80
Нагр	3	АмТЭЦ1 Нейтраль 2	110			107,13	-2,61	-1,80
Нагр	4	АмТЭЦ1 СН1	35			35,87	2,48	-1,80
Нагр	5	АмТЭЦ1 СН2	35			35,87	2,48	-1,80
Нагр	6	АмТЭЦ1 НН1	10	42,85	8,94	9,44	-5,64	0,27
Нагр	7	АмТЭЦ1 НН2	6	42,85	8,94	6,06	1,05	-4,74
Нагр	8	АмТЭЦ1 НН3	6	42,85	8,94	6,06	1,05	-4,74
Нагр	9	ЛДК ВН	110	1,87	1,28	109,96	-0,04	2,75
Нагр	10	Амурмаш ВН	110	2,00	1,40	109,96	-0,04	2,75
Нагр	11	Падали ВН	110	1,28	0,96	109,31	-0,62	2,62
Нагр	12	Эльбан ВН	110	11,32	8,50	109,31	-0,63	2,62
Нагр	13	Хурба ВН	110			104,44	-5,05	0,87
Нагр	14	Хурба Нейтраль 1	110			101,93	-7,33	-0,91
Нагр	15	Хурба Нейтраль 2	110			101,93	-7,34	-0,91
Нагр	16	Хурба СН 1	35			34,12	-2,50	-0,91
Нагр	17	Хурба СН 2	35			34,12	-2,50	-0,91
Нагр	18	Хурба НН 1	10	3,10	2,10	9,61	-3,88	-1,98
Нагр	19	Хурба НН 2	10	3,10	2,10	9,61	-3,88	-1,98
Нагр	20	Комсомольская 220	220			200,49	-8,87	1,19
Нагр	21	Комсомольская Нейтраль	220			200,50	-8,87	1,19

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы 1

Нагр	22	Комсомольская 110	110			105,65	-3,96	1,29
Нагр	23	Комсомольская НН	10	10,40	6,80	9,24	-7,57	-1,81
Нагр	24	Гайтер ВН	110	3,03	1,30	105,46	-4,13	1,13
Нагр	25	Картель ВН	110	2,10	0,23	105,45	-4,13	1,13
Нагр	26	Пивань ВН	110	1,28	0,23	105,56	-4,04	1,22
Нагр	27	отп. 1 на ПС ЛДК	110			109,97	-0,03	2,76
Нагр	28	отп. 2 на ПС ЛДК	110			109,97	-0,03	2,76
Нагр	29	Аэродром ВН 1	110			102,71	-6,63	0,18
Нагр	30	Аэродром ВН 2	110			102,71	-6,63	0,18
Нагр	31	Аэродром НН 1	10	8,19	3,28	9,61	-3,94	-6,23
Нагр	32	Аэродром НН 2	10	8,19	3,28	9,61	-3,94	-6,23

Таблица 6-Ветви

Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 1	0,48	22,04	33,08	1,000	-43,07	-15,47	240,18	75,85
АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 2	0,48	22,04	33,08	1,000	-43,07	-15,47	240,18	75,85
АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 НН1	0,37	12,29	46,24	0,087	-43,01	-11,50	233,67	39,13
АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 СН1	0,48			0,335				
АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 НН2	0,48	13,64		0,057	-42,93	-11,29	239,23	4,34
Хурба ВН - Хурба Нейтраль 1	2,88	88,81	11,97	1,000	-3,84	-3,01	26,99	33,56
Хурба ВН - Хурба Нейтраль 2	5,03	142,08	8,22	1,000	-2,41	-1,89	16,92	33,65
Хурба Нейтраль 1 - Хурба СН 1	2,01	-0,48		0,335	-0,02	0,03	0,18	0,07

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы 1

Комсомольская 220 - Комсомольская Нейтраль	0,85	10,47	4,80	1,000				
Комсомольская Нейтраль - Комсомольская 110	0,61	7,50		0,526	10,44	7,80	37,53	12,47
АмТЭЦ1 ВН - отп. 1 на ПС ЛДК	0,22	2,05	1,31		-1,93	-1,39	12,49	
отп. 2 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	0,19	1,74	1,11		-1,00	-0,71	6,45	
отп. 1 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	0,19	1,74	1,11		-1,00	-0,71	6,45	
отп. 2 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	0,22	2,05	1,31		-0,93	-0,66	5,99	
отп. 1 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	0,22	2,05	1,31		-0,93	-0,66	5,99	
отп. 2 на ПС ЛДК - АмТЭЦ1 ВН	0,22	2,05	1,31		1,93	1,37	12,49	
АмТЭЦ1 ВН - Падали ВН	5,30	9,10	1,11		-6,19	-4,70	40,81	
Падали ВН - Эльбан ВН	0,08	0,13	1,60		-4,88	-3,68	32,30	
Эльбан ВН - АмТЭЦ1 ВН	5,14	8,82	1,10		6,43	4,84	42,56	
АмТЭЦ1 ВН - Комсомольская 110	4,97	10,54	3,39		-40,95	-26,48	255,95	
Аэродром ВН 2 - Хурба ВН	4,97	10,54	3,39		16,53	8,97	105,80	
АмТЭЦ1 ВН - Аэродром ВН 1	4,18	8,87	2,85					
Хурба ВН - Комсомольская 110	2,37	5,02	1,62		22,95	14,26	149,40	
Комсомольская 110 - Гайтер ВН	1,16	10,60	6,79		-3,20	-1,56	19,45	
Гайтер ВН - Картель ВН	1,63	4,15	1,38		-0,17	-0,17	1,30	
Картель ВН - Пивань ВН	5,35	9,18	2,86		1,93	0,08	10,60	
Пивань ВН - Комсомольская 110	2,38	5,04	1,62		3,22	0,35	17,71	
АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 СН2	0,48			0,335				
АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 НН3	0,48	13,64		0,057	-42,93	-11,29	239,23	4,34
Хурба Нейтраль 1 - Хурба НН 1	2,07	51,62		0,096	-3,80	-2,72	26,48	3,15
Хурба Нейтраль 2 - Хурба СН 2	5,03			0,335	0,02	-0,03	0,18	0,12

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы 1

Хурба Нейтраль 2 - Хурба НН 2	5,03	82,50		0,096	-2,41	-1,65	16,54	3,15
Комсомольская Нейтраль - Комсомольская НН	1,43	195,64		0,048	-10,41	-7,61	37,12	1,12
АмТЭЦ1 НН2 - АмТЭЦ1 НН3								
АмТЭЦ1 СН1 - АмТЭЦ1 СН2								
Хурба СН 1 - Хурба СН 2					-0,02	0,03	0,54	
Хурба НН 1 - Хурба НН 2					-0,70	-0,52	52,03	
Аэродром ВН 1 - Аэродром ВН 2					8,26	4,49	52,86	
Аэродром ВН 1 - Аэродром НН 1	7,94	138,64	5,19	0,099	-8,26	-4,49	52,86	105,16
Аэродром ВН 2 - Аэродром НН 2	7,94	138,64	5,19	0,099	-8,27	-4,49	52,88	105,20
Аэродром НН 1 - Аэродром НН 2							0,10	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	I_max
1	27	АмТЭЦ 1 ВН - отп. 1 на ПС ЛДК	12	12	12
28	10	отп. 2 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	6	6	6
27	10	отп. 1 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	6	6	6
28	9	отп. 2 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	6	6	6
27	9	отп. 1 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	6	6	6
28	1	отп. 2 на ПС ЛДК - АмТЭЦ 1 ВН	12	12	12
1	11	АмТЭЦ 1 ВН - Падали ВН	41	41	41
11	12	Падали ВН - Эльбан ВН	32	32	32
12	1	Эльбан ВН - АмТЭЦ 1 ВН	43	43	43
1	22	АмТЭЦ 1 ВН - Комсомольская 110	256	256	256
30	13	Аэродром ВН 2 - Хурба ВН	106	106	106
1	29	АмТЭЦ 1 ВН - Аэродром ВН 1			
13	22	Хурба ВН - Комсомольская 110	149	149	149
22	24	Комсомольская 110 - Гайтер ВН	19	19	19
24	25	Гайтер ВН - Картель ВН	1	1	1
25	26	Картель ВН - Пивань ВН	11	11	11
26	22	Пивань ВН - Комсомольская 110	18	18	18

Рисунок 4 – Вкладка «Токовая нагрузка ЛЭП» в послеаварийном режиме

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

N_нач	N_кон	Название	I max	I загр.	dV%	I_до
1	2	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 1	240	75,8	2,61	
1	3	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 2	240	75,8	2,61	
1	6	АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 НН1	234	39,1	1,10	
2	4	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 СН1				
2	7	АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 НН2	239	4,3	1,43	
13	14	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 1	27	33,6	2,28	
13	15	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 2	17	33,7	2,28	
14	16	Хурба Нейтраль 1 - Хурба СН 1		0,1		
20	21	Комсомольская 220 - Комсомольская Нейтраль				
21	22	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская 110	38	12,5	-0,15	
3	5	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 СН2				
3	8	АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 НН3	239	4,3	1,43	
14	18	Хурба Нейтраль 1 - Хурба НН 1	26	3,2	1,38	
15	17	Хурба Нейтраль 2 - Хурба СН 2		0,1		
15	19	Хурба Нейтраль 2 - Хурба НН 2	17	3,1	1,38	
21	23	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская НН	37	1,1	3,46	
29	31	Аэродром ВН 1 - Аэродром НН 1	53	105,2	5,97	
30	32	Аэродром ВН 2 - Аэродром НН 2	53	105,2	5,98	

Рисунок 5 – Вкладка «Токовая нагрузка трансформаторов» в послеаварийном режиме



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчет послеаварийного установившегося режима «отключен один трансформатор на ПС Аэродром»

Таблица 7-Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	V	dV	Delta
База	1	АмТЭЦ1 ВН	110			110,00		2,77
Нагр	2	АмТЭЦ1 Нейтраль 1	110			107,13	-2,61	-1,80
Нагр	3	АмТЭЦ1 Нейтраль 2	110			107,13	-2,61	-1,80
Нагр	4	АмТЭЦ1 СН1	35			35,87	2,48	-1,80
Нагр	5	АмТЭЦ1 СН2	35			35,87	2,48	-1,80
Нагр	6	АмТЭЦ1 НН1	10	42,85	8,94	9,44	-5,64	0,27
Нагр	7	АмТЭЦ1 НН2	6	42,85	8,94	6,06	1,05	-4,74
Нагр	8	АмТЭЦ1 НН3	6	42,85	8,94	6,06	1,05	-4,74
Нагр	9	ЛДК ВН	110	1,87	1,28	109,96	-0,04	2,75
Нагр	10	Амурмаш ВН	110	2,00	1,40	109,96	-0,04	2,75
Нагр	11	Падали ВН	110	1,28	0,96	109,31	-0,62	2,62
Нагр	12	Эльбан ВН	110	11,32	8,50	109,31	-0,63	2,62
Нагр	13	Хурба ВН	110			107,76	-2,04	2,04
Нагр	14	Хурба Нейтраль 1	110			105,34	-4,24	0,36
Нагр	15	Хурба Нейтраль 2	110			105,34	-4,24	0,36
Нагр	16	Хурба СН 1	35			35,27	0,76	0,36
Нагр	17	Хурба СН 2	35			35,27	0,76	0,36
Нагр	18	Хурба НН 1	10	3,10	2,10	9,94	-0,57	-0,63
Нагр	19	Хурба НН 2	10	3,10	2,10	9,94	-0,57	-0,63
Нагр	20	Комсомольская 220	220			204,81	-6,91	1,97
Нагр	21	Комсомольская Нейтраль	220			204,82	-6,90	1,97

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы 1

Нагр	22	Комсомольская 110	110			107,92	-1,89	2,07
Нагр	23	Комсомольская НН	10	10,40	6,80	9,46	-5,42	-0,89
Нагр	24	Гайгер ВН	110	3,03	1,30	107,74	-2,06	1,91
Нагр	25	Картель ВН	110	2,10	0,23	107,73	-2,07	1,91
Нагр	26	Пивань ВН	110	1,28	0,23	107,83	-1,97	2,00
Нагр	27	отп. 1 на ПС ЛДК	110			109,97	-0,03	2,76
Нагр	28	отп. 2 на ПС ЛДК	110			109,97	-0,03	2,76
Нагр	29	Аэродром ВН 1	110			108,18	-1,65	2,16
Нагр	30	Аэродром ВН 2	110			108,18	-1,65	2,16
Нагр	31	Аэродром НН 1	10	8,19	3,28	9,54	-4,60	-9,69
Нагр	32	Аэродром НН 2	10	8,19	3,28	9,54	-4,60	-9,69

Таблица 8-Ветви

Название	R	X	B	Кт/г	I max	I загр.
АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 1	0,48	22,04	33,08	1,000	240,18	75,85
АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 Нейтраль 2	0,48	22,04	33,08	1,000	240,18	75,85
АмТЭЦ1 ВН - АмТЭЦ1 НН1	0,37	12,29	46,24	0,087	233,67	39,13
АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 СН1	0,48			0,335	0,00	0,00
АмТЭЦ1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ1 НН2	0,48	13,64		0,057	239,23	4,34
Хурба ВН - Хурба Нейтраль 1	2,88	88,81	11,97	1,000	26,13	32,49
Хурба ВН - Хурба Нейтраль 2	5,03	142,08	8,22	1,000	16,38	32,58
Хурба Нейтраль 1 - Хурба СН 1	2,01	-0,48		0,335	0,18	0,07

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы 2

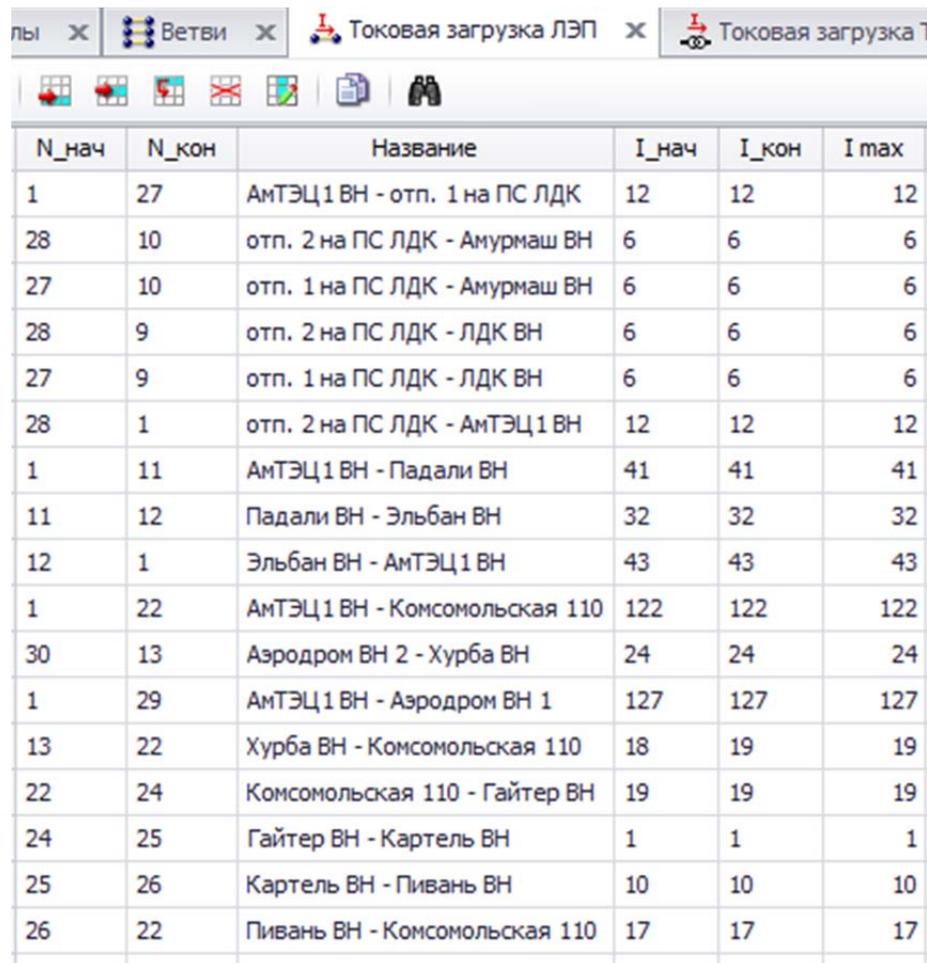
Комсомольская 220 - Комсомольская Нейтраль	0,85	10,47	4,80	1,000	0,00	0,00
Комсомольская Нейтраль - Комсомольская 110	0,61	7,50		0,526	36,69	12,19
АмТЭЦ1 ВН - отп. 1 на ПС ЛДК	0,22	2,05	1,31		12,49	
отп. 2 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	0,19	1,74	1,11		6,45	
отп. 1 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	0,19	1,74	1,11		6,45	
отп. 2 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	0,22	2,05	1,31		5,99	
отп. 1 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	0,22	2,05	1,31		5,99	
отп. 2 на ПС ЛДК - АмТЭЦ1 ВН	0,22	2,05	1,31		12,49	
АмТЭЦ1 ВН - Падали ВН	5,30	9,10	1,11		40,81	
Падали ВН - Эльбан ВН	0,08	0,13	1,60		32,30	
Эльбан ВН - АмТЭЦ1 ВН	5,14	8,82	1,10		42,56	
АмТЭЦ1 ВН - Комсомольская 110	4,97	10,54	3,39		122,49	
Аэродром ВН 2 - Хурба ВН	4,97	10,54	3,39		24,24	
АмТЭЦ1 ВН - Аэродром ВН 1	4,18	8,87	2,85		127,10	
Хурба ВН - Комсомольская 110	2,37	5,02	1,62		18,51	
Комсомольская 110 - Гайтер ВН	1,16	10,60	6,79		19,05	
Гайтер ВН - Картель ВН	1,63	4,15	1,38		1,27	
Картель ВН - Пивань ВН	5,35	9,18	2,86		10,38	
Пивань ВН - Комсомольская 110	2,38	5,04	1,62		17,34	
АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 СН2	0,48			0,335	0,00	0,00
АмТЭЦ1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ1 НН3	0,48	13,64		0,057	239,23	4,34
Хурба Нейтраль 1 - Хурба НН 1	2,07	51,62		0,096	25,61	3,05
Хурба Нейтраль 2 - Хурба СН 2	5,03			0,335	0,18	0,12
Хурба Нейтраль 2 - Хурба НН 2	5,03	82,50		0,096	15,99	3,04
Комсомольская Нейтраль - Комсомольская НН	1,43	195,64		0,048	36,28	1,10

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы 2

АмТЭЦ1 НН2 - АмТЭЦ1 НН3					0,00	
АмТЭЦ1 СН1 - АмТЭЦ1 СН2						
Хурба СН 1 - Хурба СН 2					0,52	
Хурба НН 1 - Хурба НН 2					50,30	
Аэродром ВН 1 - Аэродром ВН 2					24,24	
Аэродром ВН 1 - Аэродром НН 1	7,935	138,6356003	5,186065147	0,099	101,29	201,52
Аэродром ВН 2 - Аэродром НН 2	7,935	138,6356003	5,186065147	0,099		
Аэродром НН 1 - Аэродром НН 2					528,08	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г



N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	I_max
1	27	АмТЭЦ 1 ВН - отп. 1 на ПС ЛДК	12	12	12
28	10	отп. 2 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	6	6	6
27	10	отп. 1 на ПС ЛДК - Амурмаш ВН	6	6	6
28	9	отп. 2 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	6	6	6
27	9	отп. 1 на ПС ЛДК - ЛДК ВН	6	6	6
28	1	отп. 2 на ПС ЛДК - АмТЭЦ 1 ВН	12	12	12
1	11	АмТЭЦ 1 ВН - Падали ВН	41	41	41
11	12	Падали ВН - Эльбан ВН	32	32	32
12	1	Эльбан ВН - АмТЭЦ 1 ВН	43	43	43
1	22	АмТЭЦ 1 ВН - Комсомольская 110	122	122	122
30	13	Аэродром ВН 2 - Хурба ВН	24	24	24
1	29	АмТЭЦ 1 ВН - Аэродром ВН 1	127	127	127
13	22	Хурба ВН - Комсомольская 110	18	19	19
22	24	Комсомольская 110 - Гайтер ВН	19	19	19
24	25	Гайтер ВН - Картель ВН	1	1	1
25	26	Картель ВН - Пивань ВН	10	10	10
26	22	Пивань ВН - Комсомольская 110	17	17	17

Рисунок 7 – Вкладка «Токовая загрузка ЛЭП» в послеаварийном режиме

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

N_нач	N_кон	Название	I max	I загр.	dV%	I_д
1	2	АмТЭЦ 1 ВН - АмТЭЦ 1 Нейтраль 1	240	75,8	2,61	
1	3	АмТЭЦ 1 ВН - АмТЭЦ 1 Нейтраль 2	240	75,8	2,61	
1	6	АмТЭЦ 1 ВН - АмТЭЦ 1 НН1	234	39,1	1,10	
2	4	АмТЭЦ 1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ 1 СН1				
2	7	АмТЭЦ 1 Нейтраль 1 - АмТЭЦ 1 НН2	239	4,3	1,43	
13	14	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 1	26	32,5	2,20	
13	15	Хурба ВН - Хурба Нейтраль 2	16	32,6	2,20	
14	16	Хурба Нейтраль 1 - Хурба СН 1		0,1		
20	21	Комсомольская 220 - Комсомольская Нейтраль				
21	22	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская 110	37	12,2	-0,15	
3	5	АмТЭЦ 1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ 1 СН2				
3	8	АмТЭЦ 1 Нейтраль 2 - АмТЭЦ 1 НН3	239	4,3	1,43	
14	18	Хурба Нейтраль 1 - Хурба НН 1	26	3,0	1,33	
15	17	Хурба Нейтраль 2 - Хурба СН 2		0,1		
15	19	Хурба Нейтраль 2 - Хурба НН 2	16	3,0	1,33	
21	23	Комсомольская Нейтраль - Комсомольская НН	36	1,1	3,38	
29	31	Аэродром ВН 1 - Аэродром НН 1	101	201,5	12,07	
30	32	Аэродром ВН 2 - Аэродром НН 2				

Рисунок 8 – Вкладка «Токовая нагрузка трансформаторов» в послеаварийном режиме



ПРИЛОЖЕНИЕ Д  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 1

$$k_{\text{инф}} := 5.05$$

Капиталовложения в строительство линии:

Удельные капиталовложения для двухцепной ВЛ 110 кВ,  
провод АС 150/24, опоры стальные, длина ЛЭП 8,2 км:

$$k_{\text{ТЧ}} := 31.6 \text{ тыс.руб/км} \quad l_{\text{ВЛ}} := 5.0 \text{ км}$$

Затраты на вырубку просеки:

$$k_{\text{просека110}} := 1150 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{ВЛ}} := k_{\text{ТЧ}} \cdot k_{\text{инф}} \cdot l + k_{\text{просека110}} \cdot k_{\text{инф}} \cdot l = 29835.4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

Капиталовложения в трансформаторы:

Капиталовложения в трансформаторы 110/10 мощностью 10 МВА:

$$k_{\text{тр10}} := 7100 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.}} := 2 \cdot k_{\text{тр10}} \cdot k_{\text{инф}} = 71710 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ:

Стоймость ячейки элигазового выключателя 110 кВ:

$$k_{\text{ору.110}} := 12500 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.}} := 3 \cdot k_{\text{ору.110}} \cdot k_{\text{инф}} = 189375 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

Капиталовложения в постоянные затраты для ПС:

$$K_{\text{пост.}} := 26000 \cdot k_{\text{инф}} = 131300 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{тр.}} + K_{\text{пост.}} + K_{\text{ору.}} = 392385 \text{ тыс.руб}$$

**Общие капиталовложения:**

$$K_{\text{об}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 422220.4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

$$\alpha_{\text{рэовл}} := 0.008$$

$$\alpha_{\text{рэопс}} := 0.059$$

$$U_{\text{ЭР}} := \alpha_{\text{рэовл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рэопс}} \cdot K_{\text{ПС}} = 23389.398 \text{ тыс.руб.}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы  $T=20$  лет:

$$U_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{20} = 19619.25 \text{ тыс.руб.}$$

$$U_{\text{ам.вл}} := \frac{K_{\text{ВЛ}}}{20} = 1491.77 \text{ тыс.руб.}$$

$$U_{\text{АМ}} := U_{\text{ам.пс}} + U_{\text{ам.вл}} = 21111.02 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на потери:

Данные по потерям берутся из расчёта режима в ПВК RatWin, с использованием эффективной мощности.

$$\Delta P_{\text{сети}} := 2.18 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{сети}} := \Delta P_{\text{сети}} \cdot 8760 = 19096.8 \text{ МВт*ч}$$

Стоймость потерь электроэнергии:

$$C_{\Delta W} := 1.5 \text{ тыс.руб./МВтч}$$

$$U_{\Delta W} := \Delta W_{\text{сети}} \cdot C_{\Delta W} = 28645.2 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$U := U_{\text{АМ}} + U_{\text{ЭР}} + U_{\Delta W} = 73145.618 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в сооружение проектируемой ПС:

Удельная стоимость ПС:

$$k_{\text{пс}} := 1.500 \cdot 70 \text{ тыс.руб./МВт} \quad 1500 \text{ евро за 1 кВт}$$

Капиталовложения в сооружение ПС мощностью 16 МВА:

$$K_{\text{пс}} := k_{\text{пс}} \cdot 7500 = 787500 \text{ тыс.руб}$$

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

Для проектируемой подстанции, примем:

$$\alpha_{\text{рээост}} := 0.059$$

$$U_{\text{риэ}} := \alpha_{\text{рээост}} \cdot K_{\text{пс}} = 46462.5 \text{ тыс.руб.}$$

Амортизационные отчисления :

$$U_{\text{ам.ст}} := \frac{K_{\text{пс.}}}{20} = 39375 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки

$$U := U_{\text{ам.ст}} + U_{\text{риэ}} = 85837.5 \text{ тыс.руб.}$$

$$З := 0.1 \cdot K_{\text{об}} + U = 1.2806 \times 10^5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

Расчет среднегодовых расходов:

$$U = 8.58375 \times 10^4$$

$$T_{\max} := 5500$$

Расчет ЧДД

$$K := K_{\text{об}} = 4.2222 \times 10^5 \text{ руб}$$

$$И := U \cdot 10^3 = 8.58375 \times 10^7 \text{ руб}$$

$$T_{\text{СТРОИТ}} := 3 \text{ лет} \quad И_{\text{ам}} := U \cdot 10^3 = 8.58375 \times 10^7$$

$$K_{\text{Год}} := \frac{K}{T_{\text{СТРОИТ}}} = 1.4074 \times 10^5 \text{ руб} \quad P_{\max} := 17000$$

$$И_{\text{Год}} := \frac{U}{20} = 4.29188 \times 10^3 \text{ руб}$$

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} := P_{\max} \cdot T_{\max} = 9.35 \times 10^7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$Д := \mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot C_{\Delta W} = 1.4025 \times 10^8 \text{ руб.}$$

$$З_1 := (-K_{\text{Год}} - И_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-1} = -8.6 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$З_2 := (-K_{\text{Год}} - И_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = -7.816 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$З_3 := (-K_{\text{Год}} - И_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = -7.106 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$З_4 := (-K_{\text{Год}} - И_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = -6.46 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$З_5 := (-K_{\text{Год}} - И_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = -5.872 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$З_6 := (Д - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 8.703 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$З_7 := (Д - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 7.912 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$З_8 := (Д - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 7.193 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$З_9 := (Д - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 6.539 \times 10^7 \text{ руб.}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$z_{10} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 5.944 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$z_{11} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-11} = 5.404 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$z_{12} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-12} = 4.913 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$z_{13} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-13} = 4.466 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$z_{14} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-14} = 4.06 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$z_{15} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-15} = 3.691 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$z_{16} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-16} = 3.355 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$z_{17} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-17} = 3.05 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$z_{18} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-18} = 2.773 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$z_{19} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-19} = 2.521 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$z_{20} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-20} = 2.292 \times 10^7 \text{ руб.}$$

$$\text{ЧДД} := \sum z = 3.69643 \times 10^8$$

$$\text{ЧДД} = 3.69643 \times 10^8 \text{ руб}$$

## Подолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 2

$$k_{\text{инф}} := 5.05$$

Капиталовложения в строительство линии:

Удельные капиталовложения для двухцепной ВЛ 110 кВ,  
провод АС 120/19, опоры стальные, длина ЛЭП 2х19,3 км:

$$k_{\text{ТЧ}} := 31.0 \quad \text{тыс.руб/км} \quad l := 38.6 \quad \text{км}$$

Затраты на вырубку просеки:

$$k_{\text{просека110}} := 1150 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{ВЛ}} := k_{\text{ТЧ}} \cdot k_{\text{инф}} \cdot l + k_{\text{просека110}} \cdot k_{\text{инф}} \cdot l = 230212.33 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

Капиталовложения в трансформаторы:

Капиталовложения в трансформаторы 110/10 мощностью 10 МВА:

$$k_{\text{тр10}} := 7100 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.}} := 2 \cdot k_{\text{тр10}} \cdot k_{\text{инф}} = 71710 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ:

Стоймость ячейки элигазового выключателя 110 кВ:

$$k_{\text{ору.110}} := 12500 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.}} := 4 \cdot k_{\text{ору.110}} \cdot k_{\text{инф}} = 252500 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

Капиталовложения в постоянные затраты для ПС:

$$K_{\text{пост.}} := 26000 \cdot k_{\text{инф}} = 131300 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{тр.}} + K_{\text{пост.}} + K_{\text{ору.}} = 455510 \text{ тыс.руб}$$

**Общие капиталовложения:**

$$K_{\text{об}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 685722.33 \text{ тыс.руб}$$

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

$$\alpha_{\text{рэовл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{рэопс}} := 0.059$$

$$U_{\text{ЭР}} := \alpha_{\text{рэовл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рэопс}} \cdot K_{\text{ПС}} = 28716.789 \text{ тыс.руб.}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 2

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы  $T=20$  лет:

$$U_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{пс}}}{20} = 22775.5 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$U_{\text{ам.вл}} := \frac{K_{\text{вл}}}{20} = 11510.617 \text{ тыс.руб.}$$

$$U_{\text{ам}} := U_{\text{ам.пс}} + U_{\text{ам.вл}} = 34286.117 \quad \text{тыс.руб.}$$

Издержки на потери:

Данные по потерям берутся из расчёта режима в ПВК RatWin 3, с использованием эффективной мощности.

$$\Delta P_{\text{сети}} := 2.18 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{сети}} := \Delta P_{\text{сети}} \cdot 8760 = 19096.8 \text{ МВт*ч}$$

Стоймость потерь электроэнергии:

$$C_{\Delta W} := 1.5 \text{ тыс.руб./МВтч}$$

$$U_{\Delta W} := \Delta W_{\text{сети}} \cdot C_{\Delta W} = 28645.2 \quad \text{тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$U := U_{\text{ам}} + U_{\text{эр}} + U_{\Delta W} = 91648.105 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 2

Капиталовложения в сооружение проектируемой ПС:

Удельная стоимость ПС:

$$k_{\text{пс}} := 1.500 \cdot 70 \text{ тыс.руб./МВт}$$

Капиталовложения в сооружение ПС мощностью 16 МВА:

$$K_{\text{пс.}} := k_{\text{пс}} \cdot 7500 = 787500 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

Для проектируемой подстанции, примем:

$$\alpha_{\text{рээост}} := 0.059$$

$$U_{\text{риэ}} := \alpha_{\text{рээост}} \cdot K_{\text{пс.}} = 46462.5 \quad \text{тыс.руб.}$$

Амортизационные отчисления :

$$U_{\text{ам.ст}} := \frac{K_{\text{пс.}}}{20} = 39375 \quad \text{тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$U := U_{\text{ам.ст}} + U_{\text{риэ}} = 85837.5 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$Z := 0.1 \cdot K_{\text{об}} + U = 1.5441 \times 10^5$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д  
Экономический расчет в ПК MathCad 15

Расчет среднегодовых расходов:

$$U = 8.58375 \times 10^4$$

$$T_{\max} := 5500$$

Расчет ЧДД

$$K := K_{\text{об}} = 6.85722 \times 10^5 \quad \text{руб}$$

$$I := U \cdot 10^3 = 8.58375 \times 10^7 \quad \text{руб}$$

$$T_{\text{СТРОИТ}} := 3 \quad \text{лет} \quad I_{\text{ам}} := U \cdot 10^3 = 8.58375 \times 10^7$$

$$K_{\text{Год}} := \frac{K}{T_{\text{СТРОИТ}}} = 2.28574 \times 10^5 \quad \text{руб} \quad P_{\max} := 17000$$

$$I_{\text{Год}} := \frac{U}{20} = 4.29188 \times 10^3 \quad \text{руб}$$

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} := P_{\max} \cdot T_{\max} = 9.35 \times 10^7 \quad \text{кВт}\cdot\text{ч}$$

$$D := \mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot C_{\Delta W} = 1.4025 \times 10^8 \quad \text{руб.}$$

$$z_1 := (-K_{\text{Год}} - I_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-1} = -8.61 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_2 := (-K_{\text{Год}} - I_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = -7.824 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_3 := (-K_{\text{Год}} - I_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = -7.113 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_4 := (-K_{\text{Год}} - I_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = -6.466 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_5 := (-K_{\text{Год}} - I_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = -5.878 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_6 := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 8.703 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_7 := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 7.912 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_8 := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 7.193 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_9 := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 6.539 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$z_{10} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 5.944 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_{11} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-11} = 5.404 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_{12} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-12} = 4.913 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_{13} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-13} = 4.466 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_{14} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-14} = 4.06 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_{15} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-15} = 3.691 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_{16} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-16} = 3.355 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_{17} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-17} = 3.05 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_{18} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-18} = 2.773 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_{19} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-19} = 2.521 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$z_{20} := (D - U) \cdot (1 + 0.1)^{1-20} = 2.292 \times 10^7 \quad \text{руб.}$$

$$\text{ЧДД} := \sum z = 3.69277 \times 10^8$$

$$\text{ЧДД} = 3.69277 \times 10^8 \quad \text{руб}$$