

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Проектирование инновационного развития электрических сетей Приморского края при подключении подстанций Контейнерная и Порт

Исполнитель

студент группы 042-ом

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.В. Фомин

Руководитель

профессор, докт. техн.

наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

научного содержания

программы магистратуры

профессор, докт. техн.

наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

канд. техн. наук, доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Рецензент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование инновационного развития электрических сетей Приморского края при подключении подстанций Контейнерная и Порт  
(утверждено приказом от 07.02.2022 № 228-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема электрических сетей Приморского края, схемы потокораспределения Приморских электрических сетей.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации, характеристика инновационного оборудования, варианты решения поставленной проблемы, оценка экономической эффективности и целесообразности

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Лист №1 – расчет нормального режима и граф варианта сети, лист №2 - расчет нормального режима и граф варианта сети

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

7. Дата выдачи задания 10.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, Зав. кафедрой Энергетики, профессор, доктор технических наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): 10.03.2022

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 193 стр., 30 рисунок, 41 таблиц, 7 приложений, 51 источника.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ПОТОКИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПОТОКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ДЛИТЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ТОК, ТРАНСФОРМАТОР, РЕЖИМ РАБОТЫ СЕТИ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ЖЕЛЕЗНАЯ ДОРОГА.

В данной магистерской диссертации была поставлена задача развития электрических сетей Приморского края в связи с ростом электрических нагрузок. Развитие электрической сети будет достигнуто строительством ПС Контейнерная и ПС Порт. Для решения данной задачи были рассмотрены несколько вариантов решения.

Для этого определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района. Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты повышения эффективности и надёжности электроснабжения потребителей Приморского края с использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Анализ современного состояния схемно–режимной ситуации в выбранном эквиваленте сети	9
1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	9
1.2 Экономическая характеристика Приморского края	11
1.3 Климатические характеристики Приморского края	13
1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района	14
1.4.1 Характеристика источников питания	15
1.4.2 Структурный анализ ЛЭП	21
1.4.3 Структурный анализ ПС	20
1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	23
2 Характеристика инновационного оборудования, применяемого на электрических подстанциях	50
2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования электрических подстанций	49
2.1.1 Применение КРУ при проектировании распределительных устройств	49
2.1.2 Применение цифровой подстанции	50
2.1.3 Микропроцессорная защита трансформатора	57
3 Варианты решения поставленной проблемы	60
3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	60
3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	64
3.2.1 Предусматривает подключение ПС Контейнерная к существующим сетям на напряжение 110 кВ, а ПС Порт к существующим сетям на напряжение 35 кВ	64
3.2.2 Предусматривает подключение ПС Контейнерная и ПС Порт к существующим сетям на напряжение 35 кВ	79

3.2.3 Предусматривает подключение ПС Контейнерная и ПС Порт к существующим сетям на напряжение 110 кВ	89
3.2.4 Предусматривает подключение ПС Контейнерная и ПС Порт к существующим сетям на напряжение 110 кВ	102
4. Оценка экономической эффективности и целесообразности	114
4.1 Капиталовложения	114
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	117
4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат	118
4.4 Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения	119
4.5 Оценка экономической эффективности проекта	122
Заключение	129
Библиографический список	130
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	135
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	136
Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	151
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	161
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	170
Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3	176
Приложение Ж Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4	182

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ЕЭС – единая энергосистема;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КРУН – комплектное распределительное устройство наружное;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкое напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ПБВ – переключение без возбуждения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройств электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

## ВВЕДЕНИЕ

В данной магистерской диссертации разработан проект развития электрических сетей Приморского края в связи с подключением ПС Контейнерная и ПС Порт.

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Приморского края, основными потребителями является коммунальное бытовая и производственная нагрузка. В настоящее время данный район является дефицитным.

Объект исследования – электрические сети 110 кВ и 35 кВ Приморского края.

Предмет исследования – электроснабжение новых потребителей.

Целью данной магистерской диссертации является проектирование схемы подключения ПС Контейнерная и ПС Порт в Приморском крае.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) выявить основные климатические и территориальные особенности района проектирования;
- 2) произвести анализ схемно–режимной ситуации электрической сети, к которой планируется подключение ПС;
- 3) разработать мероприятия, направленные на повышение эффективности функционирования заданного района в нормальных и послеаварийных режимах;
- 4) выбрать основные характеристики технических устройств для реализации предложенных мероприятий,
- 5) разработать варианты подключения ПС к сети, а также на основании расчетов электрических режимов оптимизировать топологию сети и предусмотреть способы управления электрическими режимами в нормальных и послеаварийных режимах;

б) произвести расчет токов короткого замыкания и выбрать вводные выключатели для подключения ПС;

7) определить оптимальный вариант инновационного развития сети на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

Научная новизна отражена в том, что в данной работе имеет место, повышение эффективности использования энергии в виде одного из направлений энергосбережения, это использование инновационного оборудования с целью уменьшения потерь энергии, а также использование данного оборудования направленно на интеллектуализацию электроэнергетической системы.

Практическая значимость работы заключается в том, что в результате мы получаем экономически выгодное и инновационное технически-схемное решение по осуществлению эффективного, а также надёжного электроснабжения ПС.

За период обучения, в ходе сбора, анализа и систематизации материала, используемого в будущем для написания магистерской диссертации, принято участие в научных конференциях и опубликованы научные статьи.

Публикации. За время обучения опубликовано 2 печатные работы «Методы диагностики полимерных изоляторов на воздушных линиях» и «Развитие электрической сети Приморского края в связи с подключением подстанции Контейнерная и подстанции Порт».

Научные конференции. За время обучения было принято участие в научных конференциях: «XXX научная конференция «День науки» - АмГУ 2021», «XXIII региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее» ».

Применяемое лицензионное программное обеспечение: Microsoft Office Word 2016 г., Microsoft Office Visio 2016 г., Microsoft Office Excel 2016 г., MathCad Prime 4.0, Mathcad 15.0, Rastr Win 3.



# 1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМО–РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ВЫБРАННОМ ЭКВИВАLENTE СЕТИ

## 1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

Рассматриваемый участок сети на карте схеме представлен на рисунке 1.

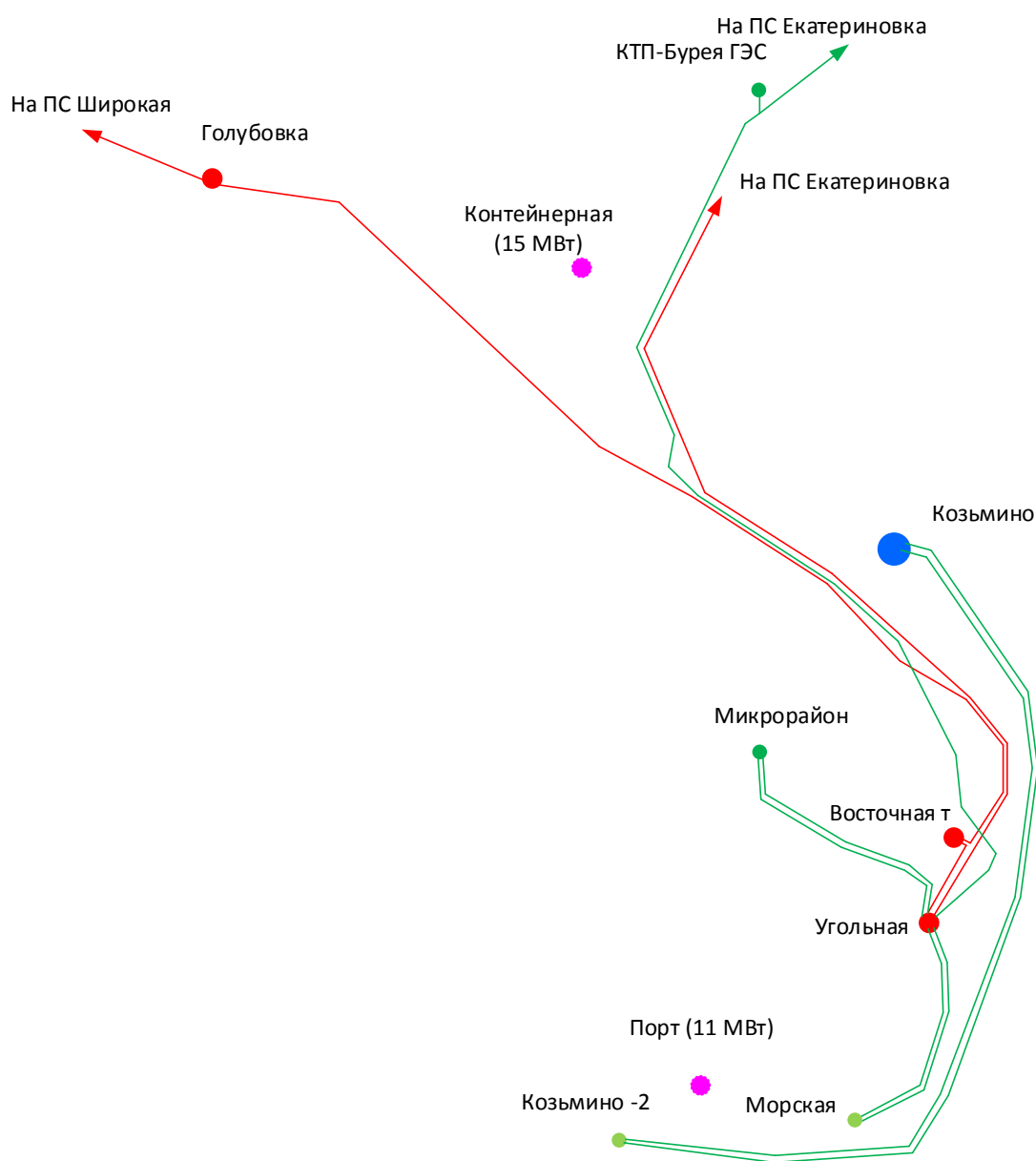


Рисунок 1 – Рассматриваемый участок сети на карте схеме

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбраны две станции Артемовская ТЭЦ, Партизанская ГРЭС, а также подстанции с высшим классом напряжения 500 кВ:

1. ПС Владивосток;
2. ПС Лозовая.

Подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ:

1. ПС Козьино;
2. ПС Широкая;
3. ПС Перевал;
4. ПС Береговая 2;
5. ПС Аэропорт.

Подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ:

1. ПС Угольная;
2. ПС Восточная/г;
3. ПС Голубовка;
4. ПС Екатериновка.

Три подстанции с высшим классом напряжения 35 кВ:

1. ПС Морская;
2. ПС Микрорайон;
3. ПС Владимиро–Александровское

Граф рассматриваемого участка сети представлен на рисунке 2.

## **1.2 Экономическая характеристика города Находка**

В Находке располагается штаб–квартира «Приморского морского пароходства», занимающего 3–е место в России по размеру танкерного флота[146]. Из предприятий промышленности действуют: «Находкинская база активного морского рыболовства» — одно из крупнейших рыбодобывающих предприятий России; «Южморрыбфлот» в Ливадии, осуществляющий рыбный промысел, переработку и консервирование рыбо– и морепродуктов; «Мясокомбинат Находкинский». Продолжается строительство гелиевого завода. Имеется около 40 гостиниц, не сертифицированных по «звёздным» категориям.

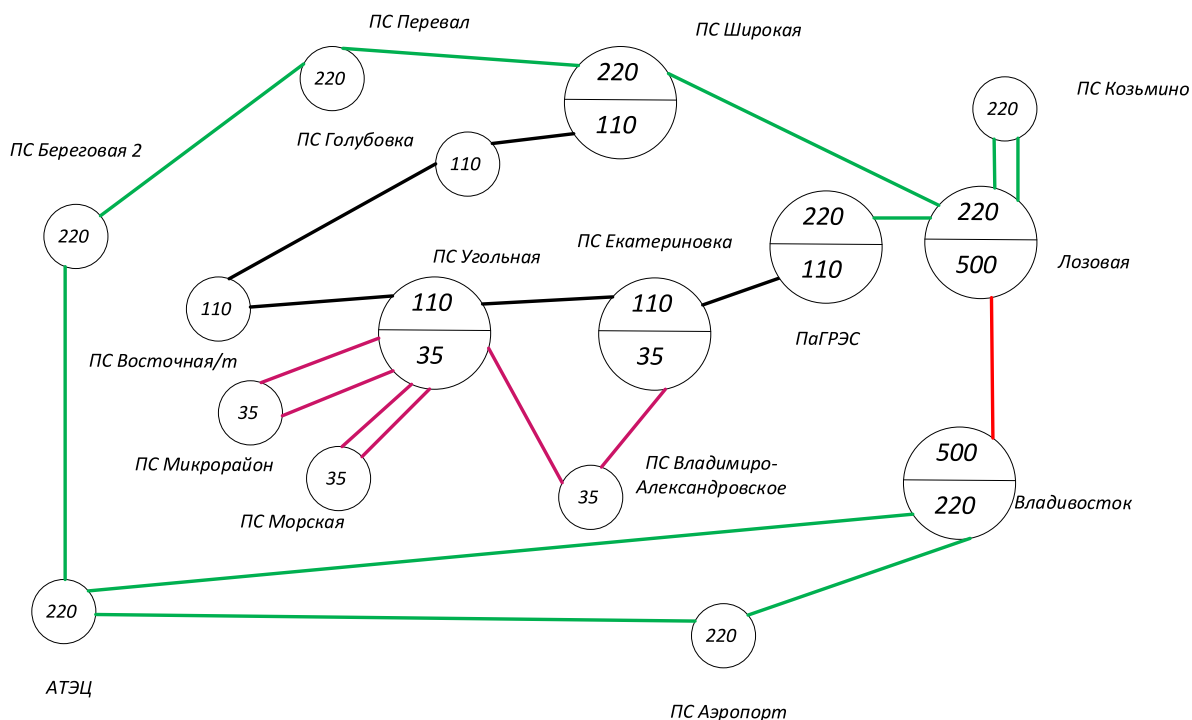


Рисунок 2 – Граф рассматриваемого участка сети

В Находке открыты филиалы «Дальневосточного банка», «Приско капитал банка» и «Примсоцбанка», а также свыше 20 отделений федеральных и региональных банков, в том числе «Сбербанка», «ВТБ», «ВТБ–24», «Росбанка», «Альфа–Банка», «Далькомбанка», «Приморье». Местный банк «Находка», действовавший в СЭЗ «Находка» с 1991 года, был ликвидирован по результатам банкротства в 2001 году. Бюджетные счета Находкинского городского округа обслуживает региональный банк «Приморье».

Рынок страхования представлен компаниями «Росгосстрах», «Ингосстрах», «РЕСО–Гарантия», «ВСК», находкинским филиалом компании «Тит» и другими.

В 2009 году было сдано около 60 тыс. м<sup>2</sup> жилья. В связи с увеличением расходов краевого бюджета на стройки саммита АТЭС во Владивостоке в 2010 году свёрнута программа «Переселения граждан из ветхого и аварийного жилья»[150], реализация которой успешно возобновилась в 2013 году. Средняя рыночная стоимость 1 м<sup>2</sup> жилья в городе в 2010 году — 34 235 руб. Средняя

зарплата в округе на начало 2013 года составила 35,9 тыс. рублей; самые высокие заработки — у чиновников и военнослужащих.

Находка — двукратный победитель (в 2005 и 2007 годах) всероссийского конкурса «Золотой рубль» в номинации «Лучший город по экономическим показателям развития» в категории «Большой город». В апреле 2011 года город занял 87-е место в рейтинге Топ-100 лучших городов России по версии издания «Коммерсантъ», опередив Владивосток на 10 позиций.

Порты Восточный, Находка и железнодорожные станции узловой станции Находка образуют крупнейший транспортный узел на Дальнем Востоке России — «Восточный-Находка». Совокупный грузооборот двух портов Находки в 2012 году составил 59,7 млн тонн (около 11 % грузооборота портов России). Основными экспортными грузами являются уголь, нефть и металлы. Через станцию Находка осуществляется свыше 15 % экспортных железнодорожных перевозок России.

Порт Находка. Инфраструктура порта, а также предприятия, связанные с портом, — судоремонтные заводы и «НБАМР», создавались в 1940—1950-е годы. Терминалы порта в бухте Находка обслуживает два десятка стивидорных компаний. Грузооборот порта в 2012 году составил 16,9 млн тонн. Крупнейший оператор порта — «Евраз Находкинский морской торговый порт»: ориентирован на экспорт продукции металлургических предприятий холдинга «Евраз» — чёрных металлов, а также каменного угля. В бухте Новицкого действует оператор нефтеналивного терминала «Роснефть-Находканефтепродукт» — один из крупнейших в России. Компания «Находкинский морской рыбный порт», несмотря на традиционное название, переваливает в основном сухие грузы, доля переработки рыбы составляет менее 10 %. Предприятия судоремонта представлены «Находкинским судоремонтным заводом» и «Приморским заводом», также занятым перевалкой каменного угля на свободных причалах.

Порт Восточный. Организован в 1974 году. Строился с участием Японии как «морские ворота БАМа» вследствие нарушения проекта, который предусматривал выход к морю через порт Ванино. Для обслуживания порта тогда же

был создан посёлок Врангель (ныне в черте города). Терминалы порта расположены в глубоководной незамерзающей бухте Врангеля залива Находка. Грузооборот в 2012 году составил 42,5 млн тонн. В порту действует 8 стивидоров, в том числе компании «Восточный порт» и «Восточно–Уральский Терминал», переваливающие каменный уголь с использованием конвейерного оборудования; компания «Спецморнефтепорт Козьмино» в бухте Козьмина, отгружающая сырую нефть; «Восточная стивидорная компания», владеющая крупнейшим на Дальнем Востоке контейнерным терминалом. В Сухом доке порта в 2003—2005 годы велось строительство бетонного основания платформы для проекта «Сахалин–2», в 2010—2012 годы — «Сахалин–1». Компанией «Роснефть» велась подготовка к строительству нефтехимического завода мощностью 10 млн тонн в год вблизи порта Восточный, ныне предполагаемая площадка строительства перенесена в район Пади Елизарова, Залива Восток.

### **1.3 Климатогеографическая характеристика Приморского края**

Приморье занимает самую крайнюю часть юго–востока России. Максимальная протяженность края – около 900 км, его наибольшая ширина – 280 км. Общая протяженность границ составляет 3000 км, из них морские – около 1500 км.

По суше регион граничит с Хабаровским краем, Китаем и Северной Кореей, а на востоке и юге омывается Японским морем.

Входит в состав Дальневосточного федерального округа

На территории Приморья более 6000 рек и масса озер, крупнейшее из них – Ханка – является самым большим пресноводным озером на Дальнем Востоке. Центральную и восточную части края занимают горы Сихотэ–Алинь, на западе находятся Уссурийская и Приханкайская низменности. Самой высокой вершиной является гора Аник высотой 1993 м, расположенная на северо–востоке у границы с Хабаровским краем. Некоторые районы Приморья приравнены к районам Крайнего Севера. Сводная таблица климатических параметров приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

№	Характеристика	Значение
1	Преобладающее направление ветра	3, СЗ
2	Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	32 м/с
3	Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	16 м/с
4	Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	15 мм
5	Температура воздуха при гололеде	– 5 °С
6	Абсолютный минимум температуры воздуха	– 45.4 °С
7	Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 40 °С
8	Глубина промерзания грунта	2,85 м
9	Среднегодовая продолжительность гроз	40 часов
10	Среднегодовое количество осадков	900–1000 мм
11	Район по гололеду	3
12	Ветровой район	3

Климат в Приморье не суровый, в отличие от большинства других регионов Дальнего Востока, однако погода довольно капризна.

Туманы, ветра и влажность – три слагаемых, без которых невозможно помыслить жизнь в этом крае. В самом холодном месяце года – январе – температура в среднем составляет от –12 до –20 °С. Зима сухая, ясная и ветреная. Весной стремительно теплеет, и к маю природа становится гостеприимной, так что во Владивостоке к концу весны можно встретить множество туристов. Самые теплые месяцы в году – июль и август. В этот период средняя температура составляет +18 до +20 °С, но на летние месяцы приходится максимум количества осадков, нередко тайфуны.

#### **1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района**

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ ЛЭП;

– структурный анализ ПС.

#### 1.4.1 Характеристика источников питания

##### **Партизанская ГРЭС**

Партизанская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 199,744 МВт, тепловая мощность — 160 Гкал/час. Станция работает по конденсационному графику с попутной выработкой тепла, обеспечивая теплоснабжение г. Партизанск. Проектное топливо — бурый уголь Артёмовского месторождения, фактически используются каменные угли марок К, СС, Г различных месторождений. Конструктивная схема — с поперечными связями по основным потокам воды и пара. Основное оборудование станции включает в себя:

Турбоагрегат № 1 мощностью 98,68 МВт с турбиной Т–80/97–90 и генератором ТВФ–120–2УЗ, введён в 1980 году;

Турбоагрегат № 2 мощностью 101,064 МВт с турбиной К–82/100–90 и генератором ТВФ–110–2М, введён в 2010 году (на Партизанской ГРЭС; на Райчихинской ГРЭС — в 1966 году);

Пар для турбоагрегатов вырабатывают пять котлов ТП–170–1. Система технического водоснабжения — обратная, с водохранилищем–охладителем сезонного регулирования на ручье Лозовый ключ и тремя секциями брызгального устройства над водохранилищем. Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытых распределительных устройств (ОРУ) напряжением 110 и 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 220 кВ Партизанская ГРЭС — ПП Партизанск, 2 цепи (выдача мощности производится с автотрансформаторов станции на распределительное устройство переключательного пункта (ПП) Партизанск, прилегающего к станции);

ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС ХФЗ, 2 цепи;

ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Екатериновка;

ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Находка–тяговая;

ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Южная;

ВЛ 35 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Партизан, 2 цепи;

ВЛ 35 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Штурм.

### **Артемовская ТЭЦ**

Артемовская ТЭЦ (ранее – Артемовская ГРЭС им. С.М. Кирова) – один из центральных энергообъектов юга Приморья. С ее появлением начала формироваться энергетическая система Приморского края. Именно Артемовская ТЭЦ стала первой по-настоящему крупной и значимой электростанцией, построенной в крае.

До начала 1970-х гг. Артемовская ТЭЦ оставалась самой крупной электростанцией Приморья. С 1984 г. она переведена в разряд теплоэлектроцентралей. На сегодняшний день предприятие имеет установленную электрическую мощность 400 мВт, тепловую – 297 Гкал. Годовая выработка электроэнергии составляет более 2 млрд кВт\*ч, выработка тепла – 630–700 тыс. Гкал.

Основные подразделения, участвующие в выработке продукции: топливно-транспортный, котельный, турбинный, электрический, химический цеха, цех тепловой автоматики и измерений.

Предприятие обеспечивает потребности региона в электрической энергии и является единственным источником централизованного теплоснабжения в Артемовском городском округе. Потребители тепловой энергии: ОПХ «Дальневосточный», Уссурийская птицефабрика, с. Суражевка, п. Заводской, Уссурийской птицефабрики, ОАО «ДЭР», ТУ Артемовский, база ОАО «Дальэнерго-ремонт» и г. Артем.

Артемовская ГРЭС отмечена различными знаками почета. В годы Великой Отечественной войны за самоотверженный труд и безаварийную работу коллективу предприятия 26 раз присуждалось Знамя Государственного Комитета Оборона, а в 1946 г. оно передано станции на вечное хранение. В 1967 г. Артемовская ГРЭС награждена Юбилейным Красным Знаменем. В послевоенные годы станция 18 раз завоевывала 1-е место во всесоюзном социалистическом соревновании. В 1972 г. коллективу предприятия вручены Красное Знамя



и Почетный знак ЦК КПСС за 1-е место в социалистическом соревновании. Численность персонала станции более 600 человек. Из них 23% – руководители, специалисты, служащие, 77% – рабочий персонал.

Основным видом деятельности Артемовской ТЭЦ является производство электрической и тепловой энергии.

В Дальневосточной энергосистеме Артемовская ТЭЦ осуществляет следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Регулирование частоты;
- Прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- Аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии.

Работа станции осуществляется четырьмя турбогенераторами типа ТВФ–100–2 мощностью по 100 МВт каждый, четырьмя паровыми турбоагрегатами мощностью по 100 МВт каждый, а также восьмью котельными агрегатами высокого давления типа БКЗ–220–100Ф. ТВФ–100–2У3 – турбогенератор с водяным форсированным охлаждением, мощностью 100 МВт и двумя полюсами У3 климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ; Главная электрическая схема ТЭЦ построена следующим образом: один турбогенератор (№8) соединен в блок с повышающим трансформатором типа ТДЦ–125000/220 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, два турбогенератор (№5,6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ–125000/110 для выдачи мощности на напряжении 110 кВ, еще один турбогенератор (№7) подключен к низкой стороне автотрансформатора и может выдавать мощность на напряжение 110 кВ и 220 кВ. На ТЭЦ смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ–220 и ОРУ–110 кВ. Связь двух распределительных устройств осуществляется через автотрансформатор типа АТДЦТН–200000/220/110.

Схема Артемовской ТЭЦ 220 кВ РУ ВН изображена на рисунке 3.

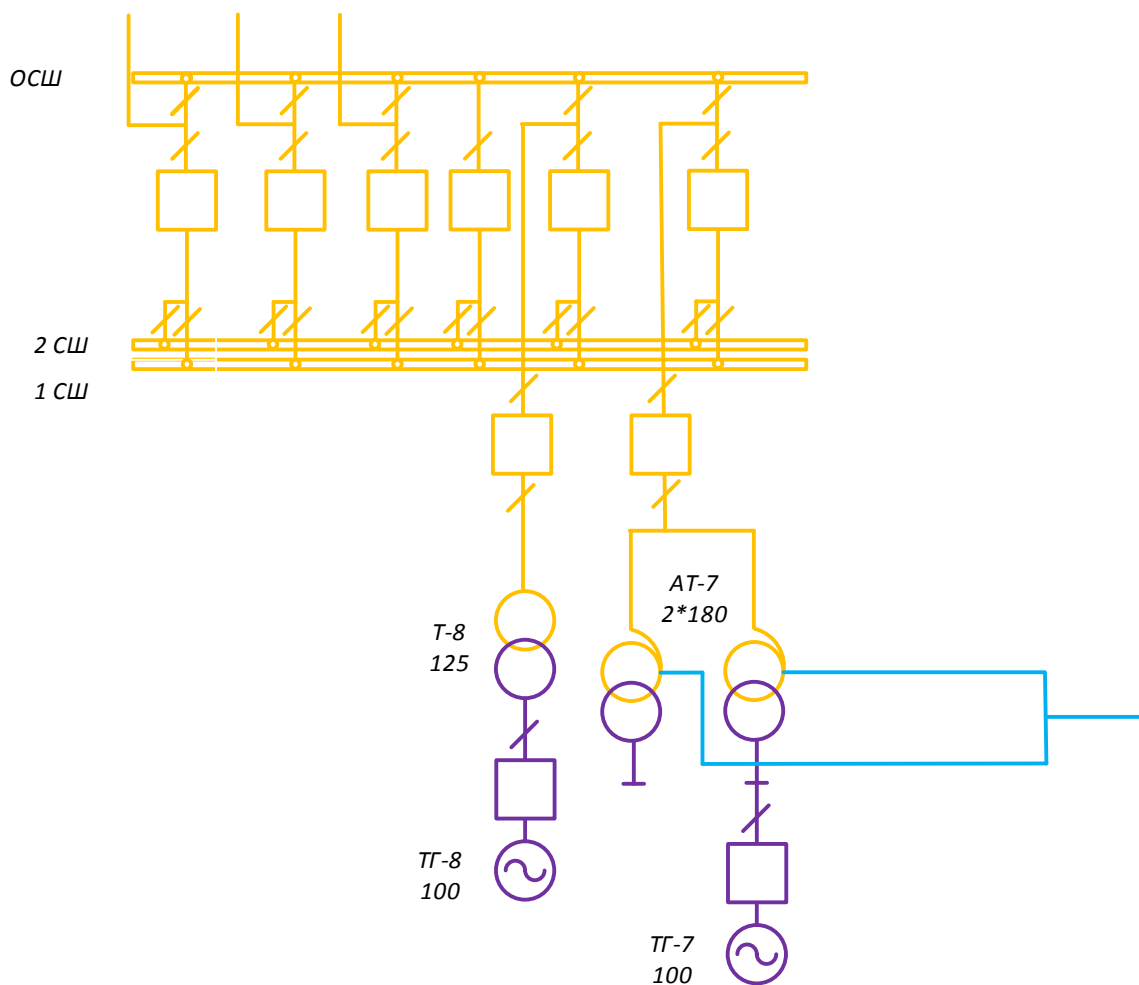


Рисунок 3 – Схема Артемовской ТЭЦ 220 кВ

УНОМ: 220 кВ

Схема РУ: 13Н Две рабочие и обходная системы шин.

Количество ячеек: 4 линейные, 2 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

Силовые трансформаторы приведены в таблицах 2,4.

Генераторы приведены в таблицах 3,5.

Таблица 2 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	I <sub>х</sub> , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН- 200000/220/110	2	11	32	20	430	125	1000	0,5
ТЦ-125000/220/15.7	1	13			600	250	1125	0,45

Таблица 3 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}$ , МВт	$U_{НОМ}$ , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-100-2У3	2	180	15.75	1500

РУ СН Артемовская ТЭЦ:

$U_{НОМ}$ : 110 кВ

Схема РУ: 13 Две рабочие системы шин.

Количество ячеек: 7 линейных, 8 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор.

Схема Артемовской ТЭЦ 110 кВ изображена на рисунке 4.

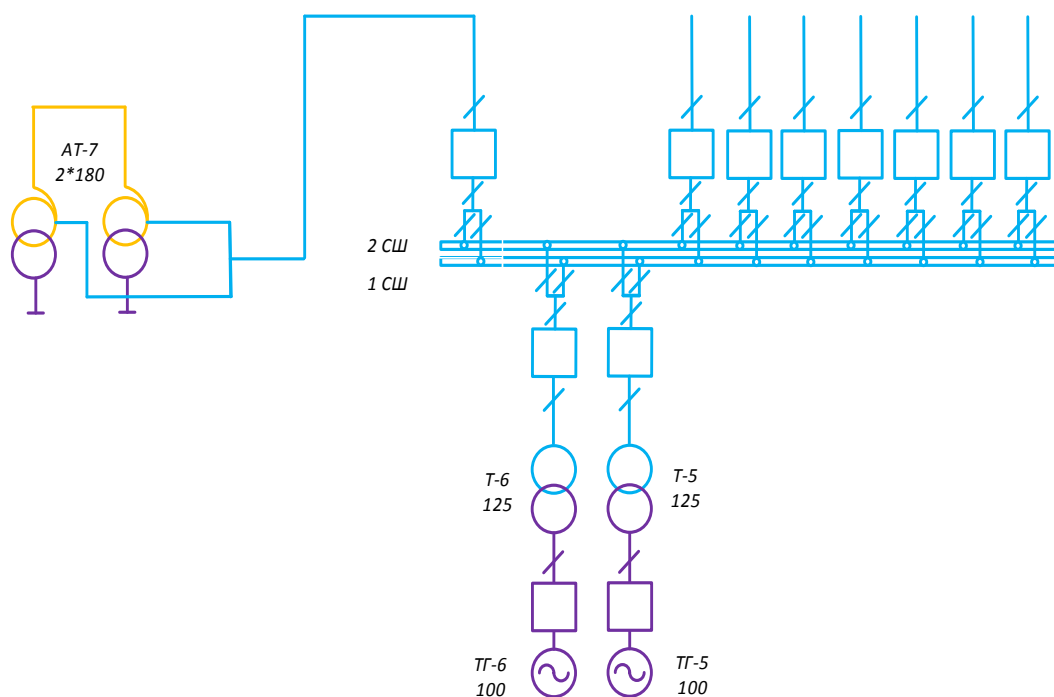


Рисунок 4 – Схема Артемовской ТЭЦ 110 кВ

Таблица 4 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	I <sub>х</sub> , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН-200000/220/110	1	11	32	20	430	125	1000	0,5
ТЦ-125000/110/15.7	2	13			600	250	1125	0,45

Таблица 5 – Генераторы

Марка	Кол-во	P <sub>НОМ</sub> , МВт	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-100-2У3	3	180	15.75	1500

#### 1.4.2 Структурный анализ ЛЭП

Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети приведены в таблице 6. Распределение проводников по классам номинального напряжения приведено в таблице 7.

Таблица 6 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
Владивосток – Лозовая	550	3хАС-300	117	ВЛ
Владивосток – Аэропорт	220	АС-400	19.1	ВЛ
Аэропорт – АТЭЦ		АС-400	19.1	ВЛ
АТЭЦ – Береговая 2		АС-300	45.3	ВЛ
Владивосток – АТЭЦ		АС-300	23	ВЛ
Лозовая – Широкая		АС-300	32.3	ВЛ
Широкая – Перевал		АС-300	40.24	ВЛ
Лозовая – Козьино		АС-300	28.4	ВЛ
Лозовая – Козьино		АС-300	28.4	ВЛ
Угольная – Восточная/т		110	АСК-185	1,1
Восточная/т – Голубовка	АСК-185		19,7	ВЛ
Угольная – Екатериновка	АСК-185		25	ВЛ
Широкая – Голубовка	АС-185		18	ВЛ
Угольная – Микрорайон	35	АС-120	4,8	ВЛ

Продолжение таблицы 6

Угольная – Микрорайон		АС–120	4,8	ВЛ
Угольная – Морская		АС–95	4,2	ВЛ
Угольная – Морская		АС–95	4,2	ВЛ
Угольная – Владимиро– Александровское		АС–95	25,8	ВЛ
Екатериновка – Владимиро– Александровское		АС–120	1,3	ВЛ

Таблица 7 – Распределение проводников по классам номинального напряжения

U <sub>НОМ</sub> , кВ	Суммарная протяженность, км
500	117
220	235.84
110	63.8
35	45.1

Характеристика сечений приведена в таблице 8.

Таблица 8 –Характеристика сечений

U <sub>НОМ</sub> , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
500	3хАС–300	117
220	АС–400	38.2
	АС–300	197.64
110	АСК–185	63,8
35	АС–120	10,9
	АС–95	34,2

### 1.4.3 Структурный анализ ПС

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки, установленных на них трансформаторов. ПС по способу присоединения к сети приведены в таблице 9. Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов приведены в таблице 10.

Таблица 9 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Схема РУ ВН	
1	2	
ПС Восточная/г	Мостик (5АН)	
ПС Голубовка	Мостик (5АН)	
ПС Морская	Два блока линия–трансформатор (4Н)	
ПС Микрорайон	Два блока линия–трансформатор (4Н)	
ПС Владимиро–Александровское	Мостик (5АН)	
ПС Береговая 2	110	Четырехугольник
ПС Аэропорт	110	Четырехугольник
ПС Козьмино	110	Четырехугольник
ПС Угольная	110	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
	35	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Екатериновка	110	Мостик (5АН)
	35	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Широкая	220	Мостик (5АН)
	110	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Перевал	110	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Владивосток	500	Треугольник (6Н)
	220	Две рабочие системы шин (13)
ПС Лозовая	500	Треугольник (6Н)
	220	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)

Таблица 10 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
ПС Восточная/т	2 х ТДТНЖ–25000/110
ПС Голубовка	2 х ТДН–16000/110
ПС Морская	2 х ТМН–10000/35
ПС Микрорайон	2 х ТМН–10000/35
ПС Владимиро– Александровское	2 х ТМН–6300/35
ПС Угольная	2 х ТДТН–40000/110
ПС Екатериновка	2 х ТДТН–16000/110
ПС Широкая	2 х АДЦТН–125000/220/110/10.5
ПС Перевал	2 х ТРДН–40000/220
ПС Береговая 2	2 х АДЦТН–63000/220/110/10.5
ПС Аэропорт	2 х ТРДН–25000/220
ПС Козьмино	2 х ТДТН–40000/110
ПС Владивосток	3 х АОДЦТН–167000/500/220/35
Лозовая	3 х АОДЦТН–167000/500/220/35

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 220, 110 и 35 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями обладают узловые подстанции Угольная которые имеют не менее четырех связных элементов. Всего в рассматриваемом районе 14 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС–300.

### **1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети**

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [12].

Для расчёта режимов использовался ПБК «RastrWin». В качестве исходных данных использовались:

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Приморских электрических сетей, зимний режим 2020 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Приморского РДУ 2020 г;
- Схема потокораспределения Приморских электрических сетей за 2020 г.

Дадим краткое описание расчетной части программы «RASTR». Программный комплекс RASTR предназначен для расчета и анализа установленных режимов работы электрических систем на ПК IBM PC и совместим с ним. RASTR позволяет вычислять, эквивалентно и взвешивать режим, обеспечивает экранный ввод и коррекцию исходных данных, быстро отключает узлы и ветви схемы, имеет возможности сетевого зонирования, а также обеспечивает графическое представление схемы или ее отдельных фрагментов наряду с практически любым расчетные и исходные параметры.

RASTR не имеет программных ограничений на объем вычисляемых задач. Захват ОЗУ определяется размером вычисляемой схемы, и в настоящее время максимальный объем схемы составляет 1200–1500 узлов (в зависимости от конфигурации схемы) с минимальным количеством резидентных программ.

Формат данных "Узлы":

- 1) Район – номер района, к которому относится узел;
- 2) Номер – номер узла на схеме замещения;
- 3) N – номер статической характеристики;
- 4) O – не заданы;
- 5) 1.2 – стандарты (защиты в программу);
- 6) Название – название узла (0–12 символов);
- 7) Уном – номинальное напряжение узла или модуль узла (определяется по стандартной шкале напряжения);
- 8) Pнаг, Qнаг – активная и реактивная нагрузка узла (определяется по контрольным замерам, либо используются расчетные данные);



9)  $P_{ген}$ ,  $Q_{ген}$  – активная и реактивная генерация узла, задаются также по контрольным замерам для тех узлов, где есть генерация;

10)  $Q_{min}$ ,  $Q_{max}$  – минимально и максимально возможные пределы изменения генерации реактивной мощности узла (определяются по техническим возможностям оборудования). Задание пределов позволяет программе определить оптимальную генерацию по реактивной мощности для данного узла.

Формат данных "Ветви":

1)  $N_{нач}$ ,  $N_{кон}$  – номера узлов ограничивающих линию;

2)  $R$ ,  $X$  – сопротивление;

3)  $B$  – проводимость (мкСм) для ЛЭП – полная проводимость шунтов "П"-образной схемы ( $< 0$ ), для трансформатора – проводимость "Г" – образной схемы ( $> 0$ );

4)  $K_t$  в  $K_t/m$  – вещественная и мнимая составляющая коэффициента трансформации;

Сопротивление ветви должно быть приведено к напряжению  $U_{нач}$ , а коэффициент трансформации определяется как отношение  $U_{кон}/U_{нач}$ .

Формат данных "Районы":

Номер – номер района;

Название – название района;

Команда "Результат"

Подкоманда "Узлы"

Результаты расчета представляются в форме таблицы, при просмотре которой пользуемся клавишами PGUP, PGDN для листания таблицы вперед и назад по страницам, стрелками для перемещения по одному узлу. На экране всегда показываются все связи узла (если они не умещаются на экране, то узел не показывается целиком). Для прямого перехода на интересующий узел необходимо набрать его номер и нажать Enter (номер  $>$  па высвечивается на первой строке экрана).

Подкоманда "Потери"

Предназначена для вывода структурного анализа потерь активной мощности по заданному району или по всей сети. Для печати таблицы – F8.

Технические характеристики программы RASTR не имеет программных ограничений на объем рассчитываемых задач. Захват оперативной памяти определяется размером рассчитываемой схемы. Расчет памяти сделан в предположении, что не установлены резидентные программы, использующие расширенную память.

Описание расчетной части пакета программ RASTR.

Главное меню:

После загрузки RASTR Вы попадаете в главное меню комплекса, в котором отображаются основные команды. Для перемещения по меню используйте:

а) клавиши перемещения курсора, <ENTER> – для входа в выбранную команду, <ESC> – для выхода.

б) функциональные клавиши – нажатие клавиши ALT одновременно с выделенной цветом буквой горизонтального меню приводит к попаданию в это меню, где бы Вы не находились.

Нажатие выделенной цветом буквы вертикального меню приводит к началу выполнения этой команды (используйте клавиши на которые нанесены русские буквы независимо от наличия кириллицы и регистра). Например: ALT\_Д /В/У – приведет к попаданию в таблицу "Узлы" из любого места программы. Клавиши F1 – F10 используются для выполнения команд, не входящих в меню, справка по ним – последняя строка экрана, справка по клавишам ALT\_F1 – F10 может быть получена путем нажатия клавиши ALT.

в) мышь – используется двухкнопочная мышь с инверсным курсором (выделенное цветом знакоместо), перемещение курсора мыши и нажатие левой клавиши мыши приводит к перемещению программного курсора в заданное место, быстрое двойное нажатие левой клавиши ("клик") приводит к выполнению выбранной команды (аналогично ENTER) нажатие левой клавиши в последней строке экрана приводит к выполнению соответствующей команды (в зависимости от нажатия кнопки ALT). Правая клавиша мыши используется как клавиша

ESC. Работа с мышью имеет свои особенности в экранном редакторе и выдаче результатов.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118. –2003 расчёт режимов следует осуществлять [8]:

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

– сети 110 кВ и выше – замкнутыми;

– точки размыкания сетей 110–220 кВ должны быть обоснованы.

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

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

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

$\varepsilon$  – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2019–2025 гг.;

$N$  – срок выполнения прогноза, для распределительных сетей принимается равным 5 лет.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Угольная.

$$P_{угол.}^{прог} = 6.9 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 8 \text{ МВт};$$

$$Q_{угол.}^{прог} = 1.72 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 2 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощно-

стей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3 [4].

Моделирование существующего участка электрической сети в ПВК RastrWin 3.

В качестве исходных данных для моделирования режима возьмем нагрузки ПС принятые в максимум контрольного замера за 2020 года. Принятые мощности для ПС и данные контрольных замеров приведены в таблице 11. В таблицах 12 и 13 приведены параметры схемы замещения для расчета режима и эквивалент сети на рисунке 5.

Таблица 11 – Исходные данные для расчета режима

№	Название ПС	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Активная мощность принятая, МВт	Реактивная мощность принятая, МВар
1	2	3	4	5	6
1	ПС Екатериновка 110 кВ	1,72	0,86	2	1
2	ПС Екатериновка 35 кВ	8,62	-2,59	10	-3
3	ПС Екатериновка 6 кВ	3,45	0,86	4	1
4	ПС Угольная 35 кВ	15,52	-6,90	18	-8
5	ПС Угольная 6 кВ	6,90	1,72	8	2
6	ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	5,17	2,59	6	3
7	ПС Микрорайон 6 кВ	6,90	-3,45	8	-4
8	ПС Морская 6 кВ	6,90	3,45	8	4
9	ПС Восточная/т 27 кВ	21,55	-15,52	25	-18
10	ПС Восточная/т 10 кВ	8,62	3,45	10	4
11	ПС Голубовка 10 кВ	9,48	2,24	11	2,6
12	Лозовая 220 кВ	86,21	12,93	100	15
13	Владивосток 220 кВ	189,66	34,48	220	40
14	Козьмино 35 кВ	25,86	6,90	30	8
15	Козьмино 6 кВ	8,62	1,72	10	2

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
16	Широкая 110 кВ	26,72	-7,76	31	-9
17	Широкая 10 кВ	3,45	0,86	4	1
18	Перевал 35 кВ	6,90	1,72	8	2
19	Перевал 6.3 кВ	3,45	0,86	4	1
20	Береговая 2 110 кВ	14,66	3,45	17	4
21	Береговая 2 6 кВ	1,72	0,86	2	1
22	Аэропорт 220 кВ	3,45	0,86	4	1
23	АТЭС 110 кВ	86,21	34,48	100	40
24	ПаГРЭС 110 кВ	93,10	10,34	108	12

Таблица 12 – Выбранные узлы для схемы замещения и их параметры

Тип узла	Но мер	Название	U_ном,к В	P_н,МВт	Q_н,МВа	P_г,МВт	Q_г,МВа
1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	1	ПС Екатери- новка 110 кВ	110	2	1		
Нагр	2	ПС Екатери- новка Н1	110				
Нагр	3	ПС Екатери- новка Н2	110				
Нагр	4	ПС Екатери- новка 35 кВ	35	10	-3		
Нагр	5	ПС Екатери- новка 6 кВ	6	4	1		
Нагр	6	ПС Угольная 110 кВ	110				

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	7	ПС Угольная Н1	110				
Нагр	8	ПС Угольная Н2	110				
Нагр	9	ПС Угольная 35 кВ	35	18	-8		
Нагр	10	ПС Угольная 6 кВ	6	8	2		
Нагр	11	ПС Владими- ро- Александров- ская 35 кВ	35				
Нагр	12	ПС Владими- ро- Александров- ская 6 кВ	6	6	3		
Нагр	13	ПС Микрорай- он 35 кВ	35				
Нагр	14	ПС Микрорай- он 6 кВ	6	8	-4		
Нагр	15	ПС Морская 35 кВ	35				
Нагр	16	ПС Морская 6 кВ	6	8	4		
Нагр	17	ПС Восточ- ная/т 110 кВ	110				
Нагр	18	ПС Восточ- ная/т Н1	110				
Нагр	19	ПС Восточ- ная/т Н2	110				
Нагр	20	ПС Восточ- ная/т 27 кВ	28	25	-18		

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	21	ПС Восточная/т 10 кВ	10	10	4		
Нагр	22	ПС Голубовка 110 кВ	110				
Нагр	23	ПС Голубовка 10 кВ	10	11	2,6		
Нагр	24	Лозовая 500 кВ	500				
Нагр	25	Лозовая Н1	500				
Нагр	26	Лозовая 220 кВ	220	100	15		
Нагр	27	Лозовая 10 кВ	10				
База	28	Владивосток 500 кВ	500			177,7	-88,1
Нагр	29	Владивосток Н1	500				
Нагр	30	Владивосток 220 кВ	220	220	40		
Нагр	31	Владивосток 10	10				
Нагр	32	Козьмино 220 кВ	220				
Нагр	33	Козьмино Н1	220				
Нагр	34	Козьмино Н2	220				
Нагр	35	Козьмино 35 кВ	35	30	8		
Нагр	36	Козьмино 6 кВ	6	10	2		



1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	37	Широкая 220 кВ	220				
Нагр	38	Широкая Н1	220				
Нагр	39	Широкая Н2	220				
Нагр	40	Широкая 110 кВ	110	31	-9		
Нагр	41	Широкая 10 кВ	10	4	1		
Нагр	42	Перевал 220 кВ	220				
Нагр	43	Перевал Н1	220				
Нагр	44	Перевал Н2	220				
Нагр	45	Перевал 35 кВ	35	8	2		
Нагр	46	Перевал 6.3 кВ	6	4	1		
Нагр	47	Береговая 2 220 кВ	220				
Нагр	48	Береговая 2 Н1	220				
Нагр	49	Береговая 2 Н2	220				
Нагр	50	Береговая 2 110 кВ	110	17	4		
Нагр	51	Береговая 2 6 кВ	6	2	1		
Нагр	52	Аэропорт 220 кВ	220	4	1		
Нагр	53	АТЭЦ 220 кВ	220				

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	54	АТЭЦ Н1	220				
Нагр	55	АТЭЦ Н2	220				
Ген+	56	АТЭЦ 110 кВ	110	100	40	200	100
Ген	57	АТЭЦ 15 кВ	16			100	-0,5
Ген	58	АТЭЦ Г8	16			100	18,8
Нагр	59	ПаГРЭС 220 кВ	220				
Нагр	60	ПаГРЭС Н1	220				
Нагр	61	ПаГРЭС Н2	220				
Нагр	62	ПаГРЭС 110 кВ	110	108	12		
Нагр	63	ПаГРЭС 10 кВ	10				
Ген	64	ПаГРЭС Г1	16			100	29,5
Ген	65	ПаГРЭС Г3	16			50	-7,9

Таблица 13 – Список ветвей

Тип	Начало	Конец	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6	7
Тр-р	1	2	ПС Екатериновка 110 кВ – ПС Екатериновка Н1	2,6	88,9	12,1
Тр-р	1	3	ПС Екатериновка 110 кВ – ПС Екатериновка Н2	2,6	88,8	12,1
Тр-р	2	4	ПС Екатериновка Н1 – ПС Екатериновка 35 кВ	2,6		
Тр-р	3	4	ПС Екатериновка Н2 – ПС Екатериновка 35 кВ	2,6		
Тр-р	3	5	ПС Екатериновка Н2 – ПС Екатериновка 6 кВ	2,6	52	
Тр-р	2	5	ПС Екатериновка Н1 – ПС Екатериновка 6 кВ	2,6	52	

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7
Тр-р	6	8	ПС Угольная 110 кВ – ПС Угольная Н2	0,8	35,5	18,1
Тр-р	6	7	ПС Угольная 110 кВ – ПС Угольная Н1	0,8	35,5	18,1
Тр-р	8	9	ПС Угольная Н2 – ПС Угольная 35 кВ	0,8		
Тр-р	7	9	ПС Угольная Н1 – ПС Угольная 35 кВ	0,8		
Тр-р	8	10	ПС Угольная Н2 – ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3	
Тр-р	7	10	ПС Угольная Н1 – ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3	
Тр-р	11	12	ПС Владимиро– Александровская 35 кВ – ПС Владимиро– Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3
Тр-р	11	12	ПС Владимиро– Александровская 35 кВ – ПС Владимиро– Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3
Тр-р	15	16	ПС Морская 35 кВ – ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2
Тр-р	15	16	ПС Морская 35 кВ – ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2
Тр-р	13	14	ПС Микрорайон 35 кВ – ПС Микрорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2
Тр-р	13	14	ПС Микрорайон 35 кВ – ПС Микрорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2
Тр-р	17	19	ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Восточная/т Н2	1,5	57	17
Тр-р	17	18	ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Восточная/т Н1	1,5	57	17
Тр-р	19	20	ПС Восточная/т Н2 – ПС Восточная/т 27 кВ	1,5		
Тр-р	18	20	ПС Восточная/т Н1 – ПС Восточная/т 27 кВ	1,5		
Тр-р	19	21	ПС Восточная/т Н2 – ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7	
Тр-р	18	21	ПС Восточная/т Н1 – ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7	
Тр-р	22	23	ПС Голубовка 110 кВ – ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7
Тр-р	22	23	ПС Голубовка 110 кВ – ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4
ЛЭП	22	17	ПС Голубовка 110 кВ – ПС Восточная/т 110 кВ	3,19	8,14	-54,2
ЛЭП	17	6	ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Угольная 110 кВ	0,18	0,45	-3
ЛЭП	6	1	ПС Угольная 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	4,05	10,32	-68,8
ЛЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77	
ЛЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77	
ЛЭП	9	11	ПС Угольная 35 кВ – ПС Владимиро– Александровская 35 кВ	7,89	10,86	
ЛЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	1,19	1,99	
ЛЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	1,19	1,99	
ЛЭП	11	4	ПС Владимиро– Александровская 35 кВ – ПС Екатериновка 35 кВ	0,32	0,54	
Тр-р	24	25	Лозовая 500 кВ – Лозо- вая Н1	0,58	61,1	24,2
Тр-р	25	26	Лозовая Н1 – Лозовая 220 кВ	0,39		
Тр-р	25	27	Лозовая Н1 – Лозовая 10 кВ	2,9	113,5	
Тр-р	28	29	Владивосток 500 кВ – Владивосток Н1	0,58	61,1	24,2
Тр-р	29	30	Владивосток Н1 – Влади- восток 220 кВ	0,39		
Тр-р	29	31	Владивосток Н1 – Влади- восток 10	2,9	113,5	
Тр-р	37	38	Широкая 220 кВ – Широ- кая Н1	0,55	59,2	11,8
Тр-р	38	40	Широкая Н1 – Широкая 110 кВ	0,48		
Тр-р	38	41	Широкая Н1 – Широкая 10 кВ	3,2	131	

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7
Тр-р	37	39	Широкая 220 кВ – Широкая Н2	0,55	59,2	11,8
Тр-р	39	40	Широкая Н2 – Широкая 110 кВ	0,48		
Тр-р	39	41	Широкая Н2 – Широкая 10 кВ	3,2	131	
Тр-р	59	60	ПаГРЭС 220 кВ – ПаГРЭС Н1	0,55	59,2	11,8
Тр-р	60	62	ПаГРЭС Н1 – ПаГРЭС 110 кВ	0,48		
Тр-р	60	63	ПаГРЭС Н1 – ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131	
Тр-р	59	61	ПаГРЭС 220 кВ – ПаГРЭС Н2	0,55	59,2	11,8
Тр-р	61	62	ПаГРЭС Н2 – ПаГРЭС 110 кВ	0,48		
Тр-р	61	63	ПаГРЭС Н2 – ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131	
Тр-р	62	64	ПаГРЭС 110 кВ – ПаГРЭС Г1	0,4	11,1	52
Тр-р	62	65	ПаГРЭС 110 кВ – ПаГРЭС Г3	0,4	11,1	52
Тр-р	53	54	АТЭЦ 220 кВ – АТЭЦ Н1	0,55	59,2	11,8
Тр-р	54	56	АТЭЦ Н1 – АТЭЦ 110 кВ	0,48		
Тр-р	54	57	АТЭЦ Н1 – АТЭЦ 15 кВ	3,2	131	
Тр-р	53	55	АТЭЦ 220 кВ – АТЭЦ Н2	0,55	59,2	11,8
Тр-р	55	56	АТЭЦ Н2 – АТЭЦ 110 кВ	0,48		
Тр-р	55	57	АТЭЦ Н2 – АТЭЦ 15 кВ	3,2	131	
Тр-р	53	58	АТЭЦ 220 кВ – АТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6
Тр-р	47	48	Береговая 2 220 кВ – Береговая 2 Н1	0,55	59,2	11,8
Тр-р	48	50	Береговая 2 Н1 – Береговая 2 110 кВ	0,48		
Тр-р	48	51	Береговая 2 Н1 – Береговая 2 6 кВ	3,2	131	

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7
Тр-р	47	49	Береговая 2 220 кВ – Береговая 2 Н2	0,55	59,2	11,8
Тр-р	49	50	Береговая 2 Н2 – Бере- говая 2 110 кВ	0,48		
Тр-р	49	51	Береговая 2 Н2 – Бере- говая 2 6 кВ	3,2	131	
Тр-р	42	43	Перевал 220 кВ – Пере- вал Н1	3,6	165	8,3
Тр-р	43	45	Перевал Н1 – Перевал 35 кВ	3,6		
Тр-р	43	46	Перевал Н1 – Перевал 6.3 кВ	3,6	125	
Тр-р	42	44	Перевал 220 кВ – Пере- вал Н2	3,6	165	8,3
Тр-р	44	45	Перевал Н2 – Перевал 35 кВ	3,6		
Тр-р	44	46	Перевал Н2 – Перевал 6.3 кВ	3,6	125	
Тр-р	32	33	Козьмино 220 кВ – Козьмино Н1	3,6	165	8,3
Тр-р	33	35	Козьмино Н1 – Козь- мино 35 кВ	3,6		
Тр-р	33	36	Козьмино Н1 – Козь- мино 6 кВ	3,6	125	
Тр-р	32	34	Козьмино 220 кВ – Козьмино Н2	3,6	165	8,3
Тр-р	34	35	Козьмино Н2 – Козь- мино 35 кВ	3,6		
Тр-р	34	36	Козьмино Н2 – Козь- мино 6 кВ	3,6	125	
ЛЭП	24	28	Лозовая 500 кВ – Вла- дивосток 500 кВ	3,89	35,75	-446,9
ЛЭП	30	52	Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	1,6	8,54	-109,5
ЛЭП	30	53	Владивосток 220 кВ – АТЭЦ 220 кВ	4,95	19,43	-124,6
ЛЭП	53	52	АТЭЦ 220 кВ – Аэро- порт 220 кВ	1,46	7,79	-104,5
ЛЭП	53	47	АТЭЦ 220 кВ – Берего- вая 2 220 кВ	4,82	19,18	-119,5
ЛЭП	47	42	Береговая 2 220 кВ – Перевал 220 кВ	3,62	14,42	-89,9

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7
ЛЭП	42	37	Перевал 220 кВ – Широкая 220 кВ	3,9	16,37	-109,9
ЛЭП	26	37	Лозовая 220 кВ – Широкая 220 кВ	3,41	13,58	-84,7
ЛЭП	26	32	Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3
ЛЭП	26	32	Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3
ЛЭП	26	59	Лозовая 220 кВ – ПаГРЭС 220 кВ	2,14	9,58	-59
ЛЭП	62	1	ПаГРЭС 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	3,48	8,03	-57,9
ЛЭП	22	40	ПС Голубовка 110 кВ – Широкая 110 кВ	3,17	7,3	-52,6

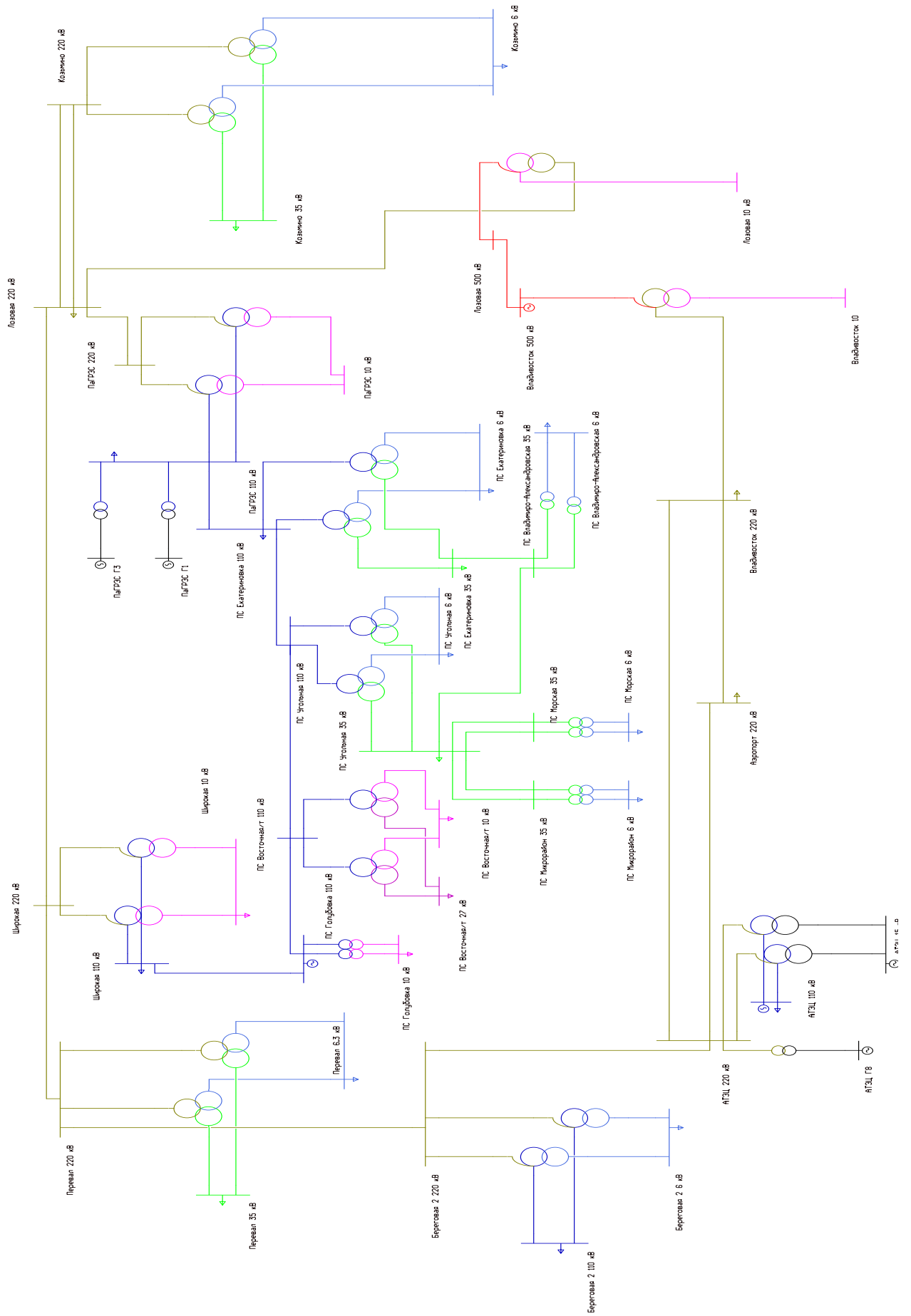


Рисунок 5 – Эквивалент сети для расчета режима



Токовая нагрузка наиболее загруженных линий, представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$ , %
1	2	3	4
ПС Голубовка 110 кВ – ПС Восточная/т 110 кВ	233	510	45,7
ПаГРЭС 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	290	690	42
АТЭЦ 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	284	690	41,2
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	274	690	40,2
Владивосток 220 кВ – АТЭЦ 220 кВ	230	630	36,9
АТЭЦ 220 кВ – Береговая 2 220 кВ	251	690	36,4
ПС Угольная 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	179	510	35
Береговая 2 220 кВ – Перевал 220 кВ	202	690	29,4
ПС Голубовка 110 кВ – Широкая 110 кВ	136	510	26,6
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ – ПС Екатериновка 35 кВ	96	380	25,3
Перевал 220 кВ – Широкая 220 кВ	171	690	24,9
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	75	330	22,7
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	75	330	22,7
Лозовая 500 кВ – Владивосток 500 кВ	199	1000	19,9
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	71	380	18,7
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	71	380	18,7
ПС Угольная 35 кВ – ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	54	330	16,5
ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Угольная 110 кВ	71	510	14
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	55	690	7,9
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	55	690	7,9
Лозовая 220 кВ – ПаГРЭС 220 кВ	39	690	5,8
Лозовая 220 кВ – Широкая 220 кВ	12	690	2,5

Практически все ВЛ в нормальном режиме загружены оптимально перегружена только ВЛ Угольная – Екатериновка. В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 9.76 МВт, что составляет 1.5 % от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе. В данном режиме напряже-

ния в узлах находятся в допустимых пределах. 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 (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ ПаГРЭС – Екатериновка;
- отключен один из трансформаторов ПС Екатериновка.

Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме приведена в таблице 15. Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме приведена в таблицу 16.

Таблица 15 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$ , %
1	2	3	4
ПС Голубовка 110 кВ – ПС Восточная/т 110 кВ	502	510	98,5
ПС Голубовка 110 кВ – Широкая 110 кВ	410	510	80,3
ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Угольная 110 кВ	324	510	63,6
АТЭЦ 220 кВ – Береговая 2 220 кВ	265	690	38,6
АТЭЦ 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	259	690	38,1
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	250	690	36,2
Владивосток 220 кВ – АТЭЦ 220 кВ	213	630	33,9
Береговая 2 220 кВ – Перевал 220 кВ	219	690	32,1
Перевал 220 кВ – Широкая 220 кВ	189	690	27,9
Лозовая 220 кВ – ПаГРЭС 220 кВ	168	690	24,3
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	72	330	21,8
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	72	330	21,8
ПС Угольная 35 кВ – ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	68	330	20,7
Лозовая 500 кВ – Владивосток 500 кВ	162	1000	19,5
ПС Угольная 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	95	510	18,6
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	68	380	18
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	68	380	18

## Продолжение таблицы 15

1	2	3	4
Лозовая 220 кВ – Широкая 220 кВ	108	690	15,7
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ – ПС Екатериновка 35 кВ	46	380	12,1
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	51	690	7,4
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	51	690	7,4

Таблица 16 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$ , %
ПаГРЭС 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	269	510	53
ПС Голубовка 110 кВ – ПС Восточная/т 110 кВ	241	510	47,3
АТЭЦ 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	268	690	39,4
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	260	690	37,6
ПС Угольная 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	189	510	37
АТЭЦ 220 кВ – Береговая 2 220 кВ	246	690	36
Владивосток 220 кВ – АТЭЦ 220 кВ	221	630	35,1
ПС Голубовка 110 кВ – Широкая 110 кВ	150	510	29,7
Береговая 2 220 кВ – Перевал 220 кВ	201	690	29,5
Перевал 220 кВ – Широкая 220 кВ	171	690	25,3
ПС Угольная 35 кВ – ПС Владимиро– Александровская 35 кВ	74	330	22,3
ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Угольная 110 кВ	112	510	22
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	71	330	21,5
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	71	330	21,5
Лозовая 500 кВ – Владивосток 500 кВ	169	1000	19,6
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	67	380	17,7
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	67	380	17,7
Лозовая 220 кВ – ПаГРЭС 220 кВ	116	690	16,8
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ – ПС Ека- териновка 35 кВ	37	380	9,8
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	51	690	7,4
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	51	690	7,4
Лозовая 220 кВ – Широкая 220 кВ	45	690	6,5
ПаГРЭС 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	269	510	53

Данные по потерям сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	9.76
Отключена ВЛ 110 кВ ПаГРЭС – Екатериновка	12.52
Отключен один из трансформаторов ПС Екатериновка	9.87

Как видно из выше приведённой таблицы самым оптимальным является нормальным режим, так как потери в сети являются минимальными.

Схема нормального режима сети показана на рисунке 6. Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 7 и 8.

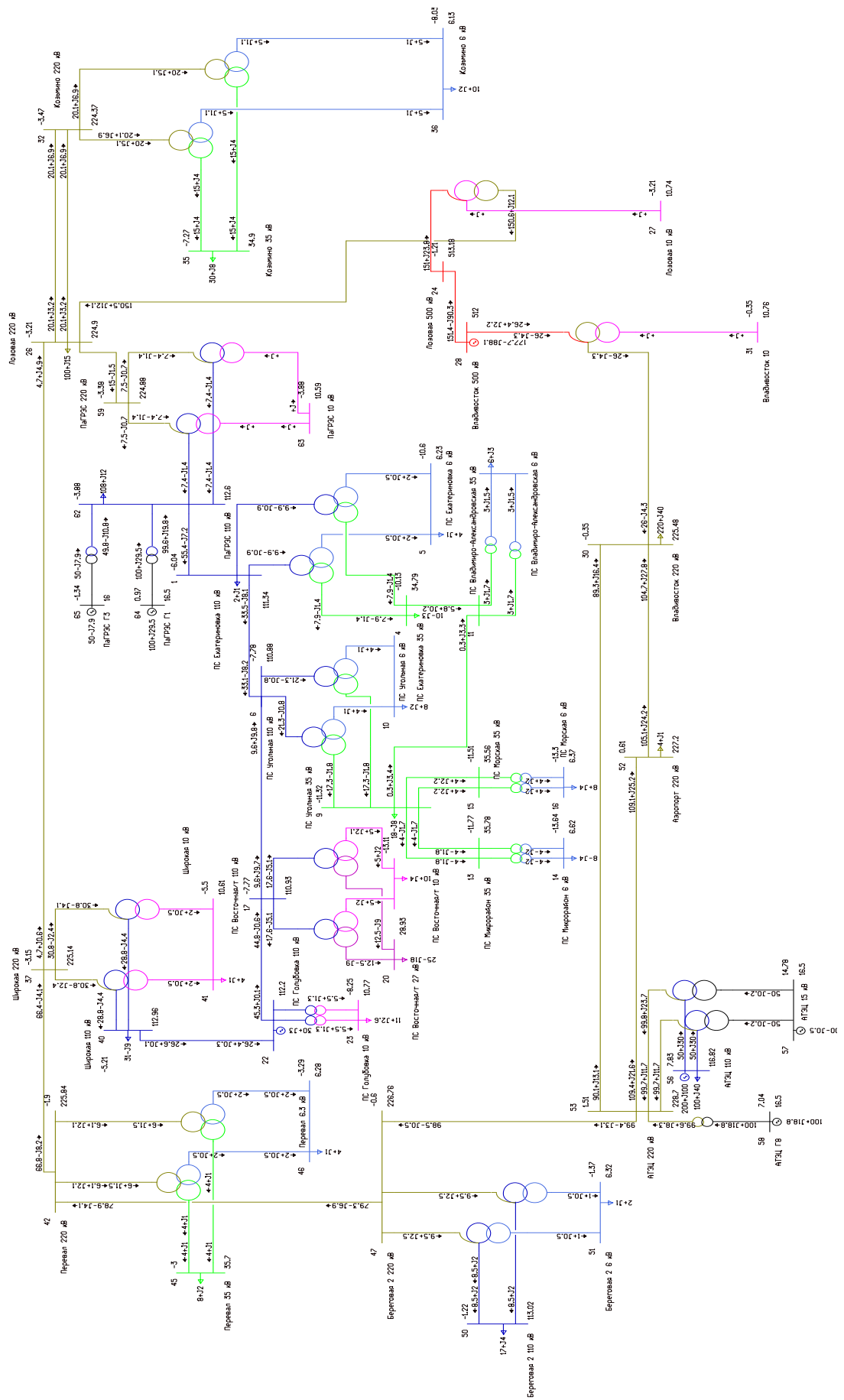


Рисунок 6 – Схема нормального режима сети

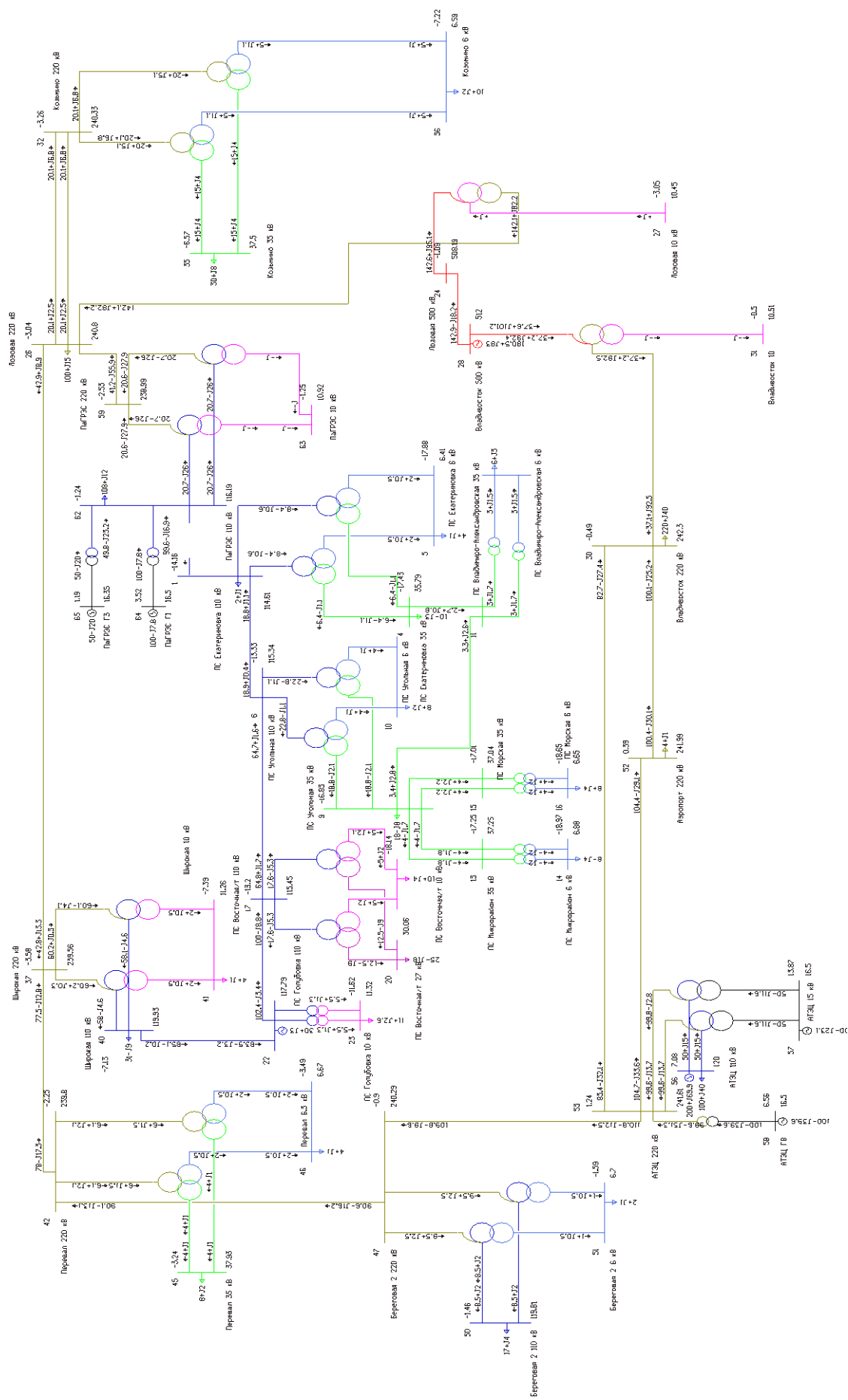


Рисунок 7 – отключена ВЛ ПаГРЭС – Екатеринбург

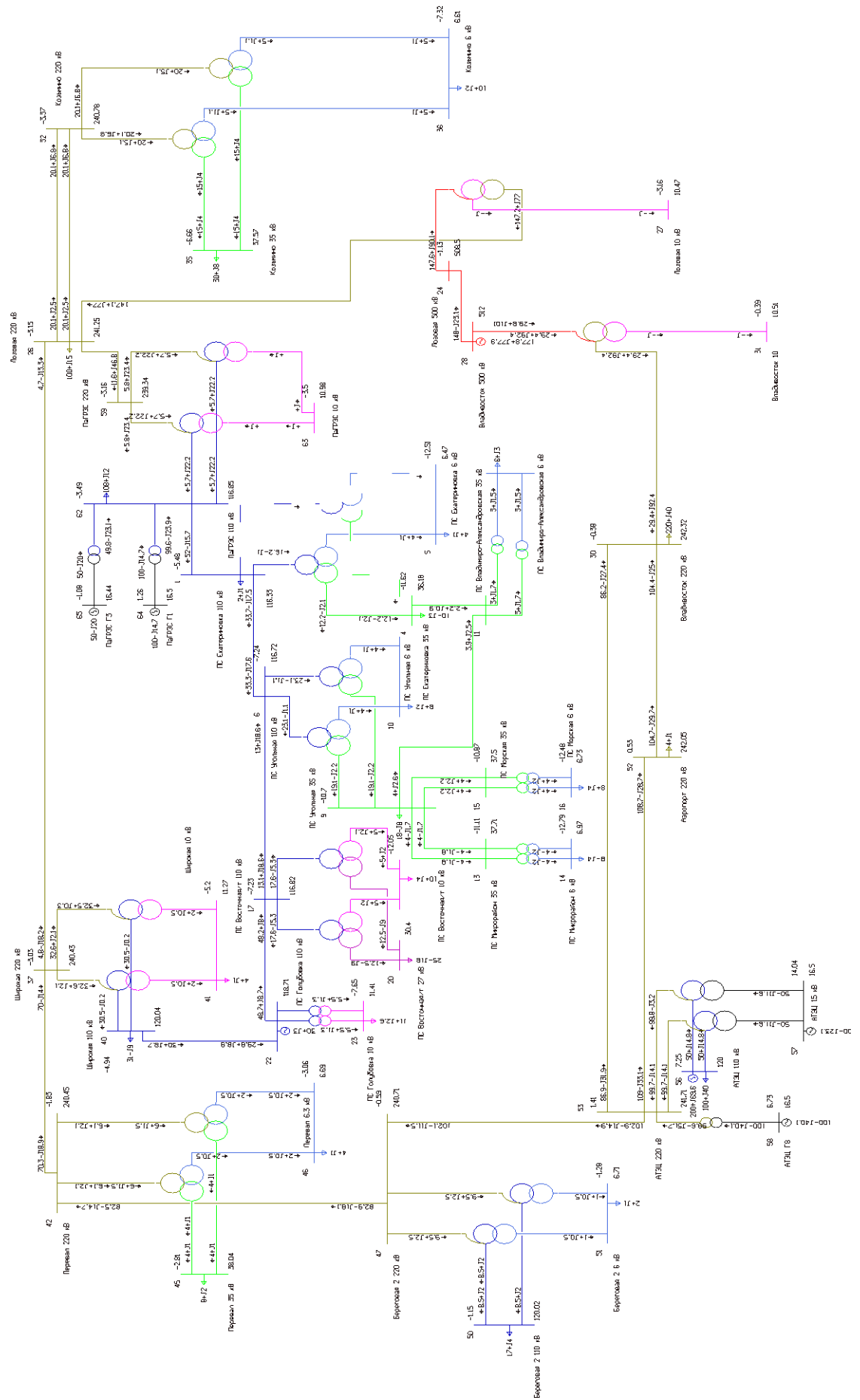


Рисунок 8— отключен один из трансформаторов ПС Екатеринбург

По результатам расчёта данных режимов видно, что напряжения и токи находятся в допустимых пределах во втором случае в первом случае по линии Голубовка–Восточная/т идет значительная перегрузка по току в сети 110 кВ. Наиболее тяжелым был режим, когда отключена ВЛ ПаГРЭС – Екатериновка. При отключении одного из трансформаторов ПС Екатериновка мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются загружены оптимально.



## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИМЕНЯЕМОГО НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЯХ

Для того чтобы решать проблемы, выявленные в разделе 1 необходимо применение современного оборудования. В этом разделе приведем инновационное оборудование, необходимое применяемое для электрических подстанций.

### 2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования тепловых электрических станций и подстанций

Сегодня при проектировании развития той или иной сети, участка сети, схемы выдачи мощности, необходимо применение новых инновационных технологий для бесперебойного и надежного электроснабжения потребителей. ВВУ–СЭЩ–110 УХЛ1 и ВВУ–СЭЩ–10/1250.

2.1.1 Применение КРУ при проектировании распределительных устройств.

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 шкафов распределительных на номинальные токи 2 000–3 150 А должны применяться КРУ–СЭЩ–61М. КРУ–СЭЩ–63.

#### ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ:

- в нефтяной, газовой, угольной и металлургической промышленности;
- в энергетике;
- в распределительных сетях энергокомплекса;
- в сельском хозяйстве;
- для нужд промышленных предприятий;
- для городских и муниципальных сетей;
- в системе собственных нужд электростанций, в том числе АЭС.

#### Преимущества

Два исполнения шкафов – с дверью отсека выкатного элемента и без двери (с фасадным листом).

Перемещение выключателя из рабочего положения в контрольное при закрытой двери.

Все основные узлы (выключатель, трансформаторы тока и напряжения, изоляторы) российского производства, изготавливаются на одном предприятии, что гарантирует их надёжную совместную работу.

### 2.1.2 Применение цифровой подстанции

Цифровая подстанция до сих пор трактуется по-разному разными специалистами в области систем автоматизации и управления. Для того чтобы разобраться, какие технологии и стандарты относятся к цифровой подстанции, проследим историю развития систем АСУ ТП и РЗА. Внедрение систем автоматизации началось с появления систем телемеханики. Устройства телемеханики позволяли собирать аналоговые и дискретные сигналы с использованием модулей УСО и измерительных преобразователей. На базе систем телемеханики развивались первые АСУ ТП электрических подстанций и электростанций. АСУ ТП позволяли не только собирать информацию, но и производить её обработку, а также представлять информацию в удобном для пользователя интерфейсе. С появлением первых микропроцессорных релейных защит информация от этих устройства также стала интегрироваться в системы АСУ ТП. Постепенно количество устройств с цифровыми интерфейсами увеличивалось (противоаварийная автоматика, системы мониторинга силового оборудования, системы мониторинга щита постоянного тока и собственных нужд и т.д.). Вся эта информация от устройств нижнего уровня интегрировалась в АСУ ТП по цифровым интерфейсам. Несмотря на повсеместное использование цифровых технологий для построения систем автоматизации, такие подстанции не являются в полной мере цифровыми, так как вся исходная информация, включая состояния блок-контактов, напряжения и токи, передаётся в виде аналоговых сигналов от распределительного устройства в оперативный пункт управления, где оцифровывается отдельно каждым устройством нижнего уровня. Например, одно и то

же напряжение параллельно подаётся на все устройства нижнего уровня, которые преобразовывают его в цифровой вид и передают в АСУ ТП. На традиционных подстанциях различные подсистемы используют различные коммуникационные стандарты (протоколы) и информационные модели. Для функций защиты, измерения, учёта, контроля качества выполняются индивидуальные системы измерений и информационного взаимодействия, что значительно увеличивает как сложность реализации системы автоматизации на подстанции, так и её стоимость.

Переход к качественно новым системам автоматизации и управления возможен при использовании стандартов и технологий цифровой подстанции, к которым относятся:

1. стандарт МЭК 61850:
  - модель данных устройств;
  - унифицированное описание подстанции;
  - протоколы вертикального (MMS) и горизонтального (GOOSE) обмена;
  - протоколы передачи мгновенных значений токов и напряжений (SV);
2. цифровые (оптические и электронные) трансформаторы тока и напряжения;
3. аналоговые мультиплексоры (Merging Units);
4. выносные модули УСО (Micro RTU);
5. интеллектуальные электронные устройства (IED).

Основной особенностью и отличием стандарта МЭК 61850 от других стандартов является то, что в нём регламентируются не только вопросы передачи информации между отдельными устройствами, но и вопросы формализации описания схем — подстанции, защиты, автоматики и измерений, конфигурации устройств. В стандарте предусматриваются возможности использования новых цифровых измерительных устройств вместо традиционных аналоговых измерителей (трансформаторов тока и напряжения). Информационные технологии позволяют перейти к автоматизированному проектированию цифровых подстанций, управляемых цифровыми интегрированными системами. Все ин-

формационные связи на таких подстанциях выполняются цифровыми, образующими единую шину процесса. Это открывает возможности быстрого прямого обмена информацией между устройствами, что в конечном счёте даёт возможность сокращения числа медных кабельных связей, и числа устройств, а также более компактного их расположения.

#### Структура цифровой подстанции

Рассмотрим подробнее структуру цифровой подстанции, выполненную в соответствии со стандартом МЭК 61850. Система автоматизации энергообъекта, построенного по технологии «Цифровая подстанция», делится на три уровня:

- полевой уровень (уровень процесса);
- уровень присоединения;
- стационарный уровень.

Из основных особенностей построения системы в первую очередь необходимо выделить новый «полевой» уровень, который включает в себя инновационные устройства первичного сбора информации: выносные УСО, цифровые измерительные трансформаторы, встроенные микропроцессорные системы диагностики силового оборудования и т.д.

Цифровые измерительные трансформаторы передают мгновенные значения напряжения и токов по протоколу МЭК 61850–9–2 устройствам уровня присоединения. Существует два вида цифровых измерительных трансформаторов: оптические и электронные. Оптические измерительные трансформаторы являются наиболее предпочтительными при создании систем управления и автоматизации цифровой подстанции, так как используют инновационный принцип измерений, исключая влияние электромагнитных помех. Электронные измерительные трансформаторы базируются на базе традиционных трансформаторов и используют специализированные аналогово–цифровые преобразователи.

Данные от цифровых измерительных трансформаторов, как оптических, так и электронных, преобразуются в широковещательные Ethernet–пакеты с ис-

пользованием мультиплексов (Merging Units), предусмотренных стандартом МЭК 61850–9. Сформированные мультиплексорами пакеты передаются по сети Ethernet (шине процесса) в устройства уровня присоединения (контроллеры АСУ ТП, РЗА, ПА и др.) Частота дискретизации передаваемых данных не хуже 80 точек на период для устройств РЗА и ПА и 256 точек на период для АСУ ТП, АИИС КУЭ и др.

Данные о положении коммутационных аппаратов и другая дискретная информация (положение ключей режима управления, состояние цепей обогрева приводов и др.) собираются с использованием выносных модулей УСО, установленных в непосредственной близости от коммутационных аппаратов. Выносные модули УСО имеют релейные выходы для управления коммутационными аппаратами и синхронизируются с точностью не ниже 1 мс. Передача данных от выносных модулей УСО осуществляется по оптоволоконной связи, являющейся частью шины процесса по протоколу МЭК 61850–8–1 (GOOSE). Передача команд управления на коммутационные аппараты также осуществляется через выносные модули УСО с использованием протокола МЭК 61850–8–1 (GOOSE).

Силовое оборудование оснащается набором цифровых датчиков. Существуют специализированные системы для мониторинга трансформаторного и элегазового оборудования, которые имеют цифровой интерфейс для интеграции в АСУ ТП без использования дискретных входов и датчиков 4—20 мА. Современные КРУЭ оснащаются встраиваемыми цифровыми трансформаторами тока и напряжения, а шкафы управления в КРУЭ позволяют устанавливать выносные УСО для сбора дискретных сигналов. Установка цифровых датчиков в КРУЭ производится на заводе–изготовителе, что позволяет упростить процесс проектирования, а также монтажные и наладочные работы на объекте.

Другим отличием является объединение среднего (концентраторов данных) и верхнего (сервера и АРМ) уровня в один стационарный уровень. Это связано с единством протоколов передачи данных (стандарт МЭК 61850–8–1), при котором средний уровень, ранее выполнявший работу по преобразованию ин-

формации из различных форматов в единый формат для интегрированной АСУ ТП, постепенно теряет своё назначение. Уровень присоединения включает в себя интеллектуальные электронные устройства, которые получают информацию от устройств полевого уровня, выполняют логическую обработку информации, передают управляющие воздействия через устройства полевого уровня на первичное оборудование, а также осуществляют передачу информации на стационарный уровень. К этим устройствам относятся контроллеры присоединения, терминалы МПРЗА и другие многофункциональные микропроцессорные устройства.

Следующим отличием в структуре является её гибкость. Устройства для цифровой подстанции могут быть выполнены по модульному принципу и позволяют совмещать в себе функции множества устройств. Гибкость построения цифровых подстанций позволяет предложить различные решения с учётом особенностей энергообъекта. В случае модернизации существующей подстанции без замены силового оборудования для сбора и оцифровки первичной информации можно устанавливать шкафы выносных УСО. При этом выносные УСО помимо плат дискретного ввода/вывода будут содержать платы прямого аналогового ввода ( $1/5 A$ ), которые позволяют собрать, оцифровать и выдать в протоколе МЭК 61850–9–2 данные от традиционных трансформаторов тока и напряжения. В дальнейшем полная или частичная замена первичного оборудования, в том числе замена электромагнитных трансформаторов на оптические, не приведёт к изменению уровней присоединения и подстанционного. В случае использования КРУЭ имеется возможность совмещения функций выносного УСО, Merging Unit и контроллера присоединения. Такое устройство устанавливается в шкаф управления КРУЭ и позволяет оцифровать всю исходную информацию (аналоговую или дискретную), а также выполнить функции контроллера присоединения и функции резервного местного управления.

С появлением стандарта МЭК 61850 ряд производителей выпустили продукты для цифровой подстанции. В настоящее время во всём мире выполнено уже достаточно много проектов, связанных с применением стандарта МЭК

61850, показавших преимущества данной технологии. К сожалению, уже сейчас, анализируя современные решения для цифровой подстанции, можно заметить достаточно свободную трактовку требований стандарта, что может привести в будущем к несогласованности и проблемам в интеграции уже современных решений в области автоматизации.

Сегодня в России активно ведётся работа по развитию технологии «Цифровая подстанция». Запущен ряд пилотных проектов, ведущие российские фирмы приступили к разработке отечественных продуктов и решений для цифровой подстанции. На наш взгляд, при создании новых технологий, ориентированных на цифровую подстанцию, необходимо строго следовать стандарту МЭК 61850, не только в части протоколов передачи данных, но и в идеологии построения системы. Соответствие требованиям стандарта позволит в будущем упростить модернизацию и обслуживание объектов на базе новых технологий.

В 2011 году ведущими российскими компаниями (ООО НПП «ЭКРА», ООО «ЭнергопромАвтоматизация», ЗАО «Профотек» и ОАО «НИИПТ») было подписано генеральное соглашение об организации стратегического сотрудничества с целью объединения научно–технических, инженерных и коммерческих усилий для создания цифровой подстанции на территории РФ.

В соответствии с МЭК 61850, разработанная система состоит из трёх уровней. Шина процесса представлена оптическими трансформаторами (ЗАО «Профотек») и выносным УСО (microRTU) NPT Expert (ООО «ЭнергопромАвтоматизация»). Уровень присоединения — микропроцессорные защиты ООО НПП «ЭКРА» и контроллер присоединения NPT ВАУ–9–2 ООО «ЭнергопромАвтоматизация». Оба устройства принимают аналоговую информацию по МЭК 61850–9–2 и дискретную информацию по МЭК 61850–8–1(GOOSE). Станционный уровень реализован на базе SCADA NPT Expert с поддержкой МЭК 61850–8–1(MMS).

В рамках совместного проекта была разработана также система автоматизированного проектирования ЦПС — SCADA Studio, проработана структура сети Ethernet для различных вариантов построения, собран макет цифровой

подстанции и проведены совместные испытания, в том числе на испытательном стенде в ОАО «НИИПТ».

Действующий прототип цифровой подстанции был представлен на выставке «Электрические сети России–2011». Внедрение пилотного проекта и выход на полномасштабное производство оборудования цифровой подстанции запланирован на 2012 год. Российское оборудование для «Цифровой подстанции» прошло полномасштабное тестирование, подтверждена также его совместимость по стандарту МЭК 61850 с оборудованием различных зарубежных (Omicron, SEL, GE, Siemens и др.) и отечественных (ООО «Прософт–Системы», НПП «Динамика» и др.) компаний.

Разработка собственного российского решения по цифровой подстанции позволит не только развивать отечественное производство и науку, но и повысить энергобезопасность нашей страны. Проведённые исследования технико–экономических показателей позволяют сделать вывод, что стоимость нового решения при переходе на серийный выпуск продукции не будет превышать стоимости традиционных решений построения систем автоматизации и позволит получить ряд технических преимуществ, таких как:

- значительное сокращение кабельных связей;
- повышение точности измерений;
- простота проектирования, эксплуатации и обслуживания;
- унифицированная платформа обмена данными (МЭК 61850);
- высокая помехозащищённость;
- высокая пожаро–взрывобезопасность и экологичность;
- снижение количества модулей ввода/вывода на устройства АСУ ТП и РЗА,

обеспечивающее снижение стоимости устройств.

Ещё ряд вопросов требует дополнительных проверок и решений. Это относится к надёжности цифровых систем, к вопросам конфигурирования устройств на уровне подстанции и энергообъединения, к созданию общедоступных инструментальных средств проектирования, ориентированных на разных производителей микропроцессорного и основного оборудования. Для



обеспечения требуемого уровня надёжности в рамках пилотных проектов должны быть решены следующие задачи.

1. Определение оптимальной структуры цифровой подстанции в целом и её отдельных систем.

2. Гармонизация международных стандартов и разработка отечественной нормативной документации.

3. Метрологическая аттестация систем автоматизации, в том числе и системы АИИСКУЭ, с поддержкой МЭК 61850–9–2.

4. Накопление статистики по надёжности оборудования цифровой подстанции.

5. Накопление опыта внедрения и эксплуатации, обучение персонала, создание центров компетенции. [1]

#### 2.1.3 Микропроцессорная защита трансформатора

Трансформаторы в энергосистеме играют критически важную роль. Их ремонт и замена занимают значительное время. Таким образом, задачей защиты трансформатора является уменьшение ущерба поврежденного трансформатора. Некоторые функции защиты, такие как функция защиты от перевозбуждения и функции тепловой защиты, могут определить рабочие условия, которые могут привести к повреждению трансформатора. [43]

Повреждения трансформаторов можно классифицировать следующим образом:

- Повреждения обмотки в результате коротких замыканий (межвитковые замыкания, междуфазные и однофазные замыкания, обрыв обмотки)
- Повреждения сердечника (повреждение изоляции сердечника, КЗ пластин сердечника)
- Повреждения выводов (обрыв проводов, ослабленные соединения, короткие замыкания)
- Повреждения РПН трансформатора (механические, электрические, короткие замыкания, перегрев)

Для защиты силовых трансформаторов ПС применим ДЗТ RET670. Интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ) RET670 являются быстродействующей и селективной защитой, выполняют мониторинг и управление, предназначены для защиты всех типов трансформаторов, таких как двух- и трехмоточные трансформаторы, трансформаторы собственных нужд и специальные трансформаторы тяговых сетей. Также RET670 обеспечивает защиту автотрансформаторов, фазоповоротных трансформаторов и шунтирующих реакторов, включая управление РПН, отвечающую всем современным требованиям. Наличие до 6 трехфазных токовых входов в функциональном блоке дифференциальной защиты трансформатора позволяет выполнять торможение по максимальному из всего тока и выполнять защиту в схемах с несколькими выключателями на любой стороне трансформатора без внешнего суммирования токов. Реализованная поддержка стандартных протоколов связи в устройствах RET670, позволяет организовать их подключение в систему АСУ или использовать без АСУ в качестве отдельных многофункциональных устройств.

Проведем сравнительную характеристику достоинств микропроцессорной релейной защиты с электромеханическими реле. [43] Достоинства и недостатки микропроцессорной РЗА приведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Достоинства и недостатки микропроцессорной РЗА

Достоинства	Недостатки
1	2
Сокращение эксплуатационных расходов за счет самодиагностики, автоматической регистрации режимов и событий.	Большая стоимость устройства по сравнению с электромеханической, что в российских условиях порой играет существенную роль.
Уменьшение времени на выяснение причин аварий за счет регистрации и записи	Переход на МПУ РЗА требует переучивания обслуживающего персонала
Возможность диагностики не только устройств РЗА, но и первичного оборудования.	При включении питания (например, после перерыва в энергоснабжении) системе на МПУ необходимо время на перезагрузку.

1	2
Снижение потребления по цепям оперативного постоянного тока и напряжения.	
Сокращение расходов на строительство, монтаж, уменьшение габаритов, экономия кабелей, уменьшение затрат на аппаратную часть.	
Улучшение контроля за состоянием оборудования и работой устройств РЗА.	

### 2.3 Вывод

Исходя из вышеперечисленного, для проектирования схемы выдачи мощности подстанций потребуются следующие инновационные технологии:

КРУЭ;

Цифровизация подстанций;

Микропроцессорные защиты.

### 3 ВАРИАНТЫ РЕШЕНИЯ ПОСТАВЛЕННОЙ ПРОБЛЕМЫ

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети путём модернизации существующей схемы энергорайона.

#### 3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети, и их обоснование.

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики Приморского края на период 2021 – 2026 годов» предполагается строительство ПС Контейнерная и ПС Порт, предполагаемая электрическая мощность ПС Контейнерная составит до 15 МВт, а ПС Порт составит до 11 МВт.

**Вариант 1.** Предусматривает подключение ПС Контейнерная к существующим сетям на напряжение 110 кВ, а ПС Порт к существующим сетям на напряжение 35 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС Контейнерная и ПС Порт;
- строительство двух ВЛ 35 кВ Угольная – Порт;
- строительство ВЛ 110 кВ ВЛ Голубовка – Контейнерная, Контейнерная - Восточная/т.

Вариант подключения 1 изображен на рисунке 9.

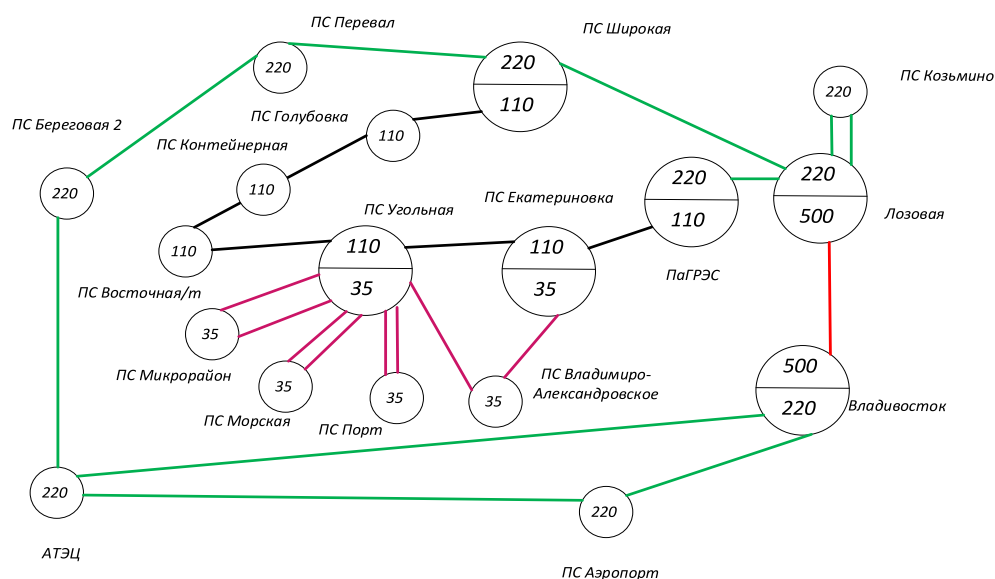


Рисунок 9 – Вариант подключения 1

**Вариант 2.** Предусматривает подключение ПС Контейнерная и ПС Порт к существующим сетям на напряжение 35 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС Контейнерная и ПС Порт;
- строительство двух ВЛ 35 кВ Угольная – Порт;
- строительство ВЛ 35 кВ ВЛ Владимиро-Александровская – Контейнерная, Контейнерная - Екатериновка.

Вариант подключения 2 изображена на рисунке 10.

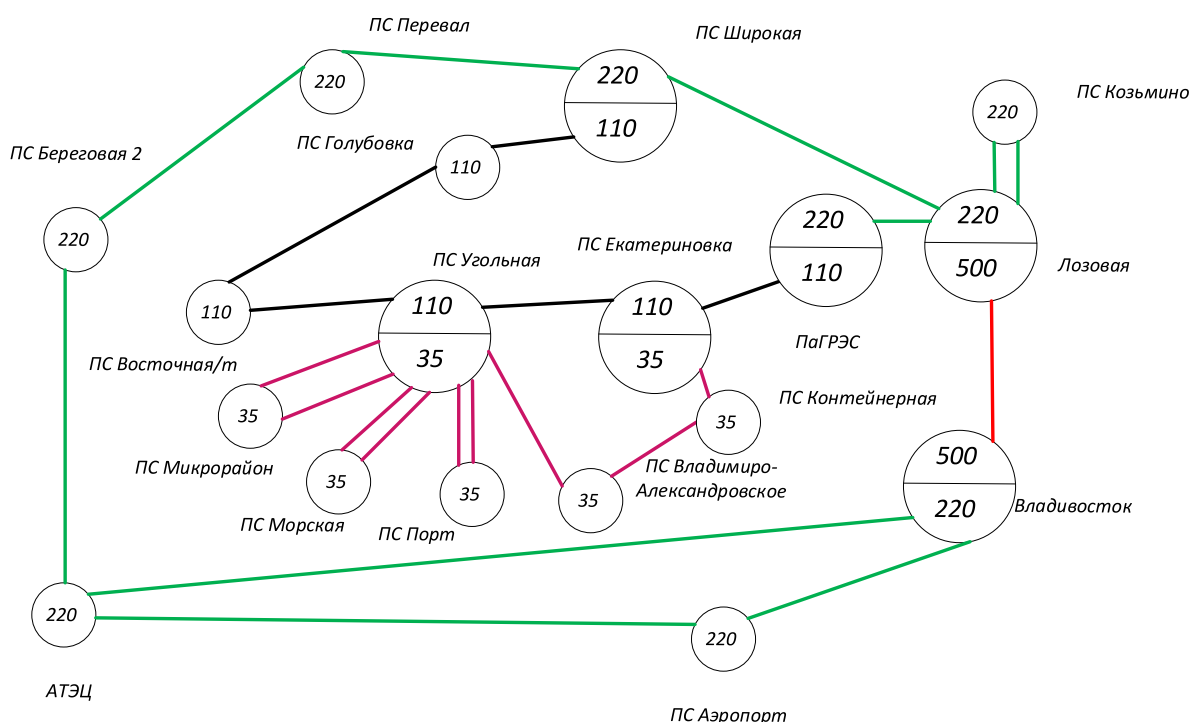


Рисунок 10 – Вариант подключения 2

**Вариант 3.** Предусматривает подключение ПС Контейнерная и ПС Порт к существующим сетям на напряжение 110 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС Контейнерная и ПС Порт;
- строительство двух ВЛ 110 кВ Угольная – Порт;
- строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ Голубовка – Контейнерная, Контейнерная – Восточная/т.

Вариант подключения 3 изображен на рисунке 11.

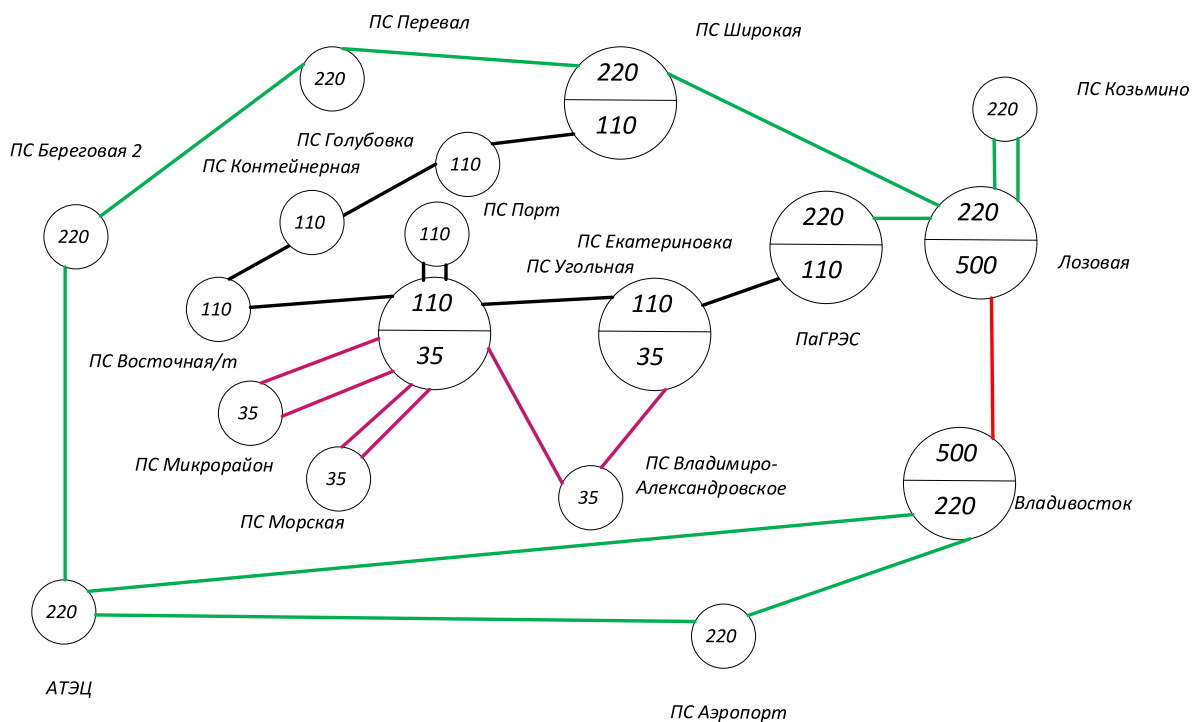


Рисунок 11 – Вариант подключения 3

**Вариант 4.** Предусматривает подключение PS Контейнерная и PS Порт к существующим сетям на напряжение 110 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство PS Контейнерная и PS Порт;
- строительство ВЛ 110 кВ Угольная – Порт;
- строительство ВЛ 110 кВ ВЛ Широкая – Контейнерная.
- строительство ВЛ 110 кВ ВЛ Порт – Контейнерная.

Вариант подключения 4 изображен на рисунке 12.

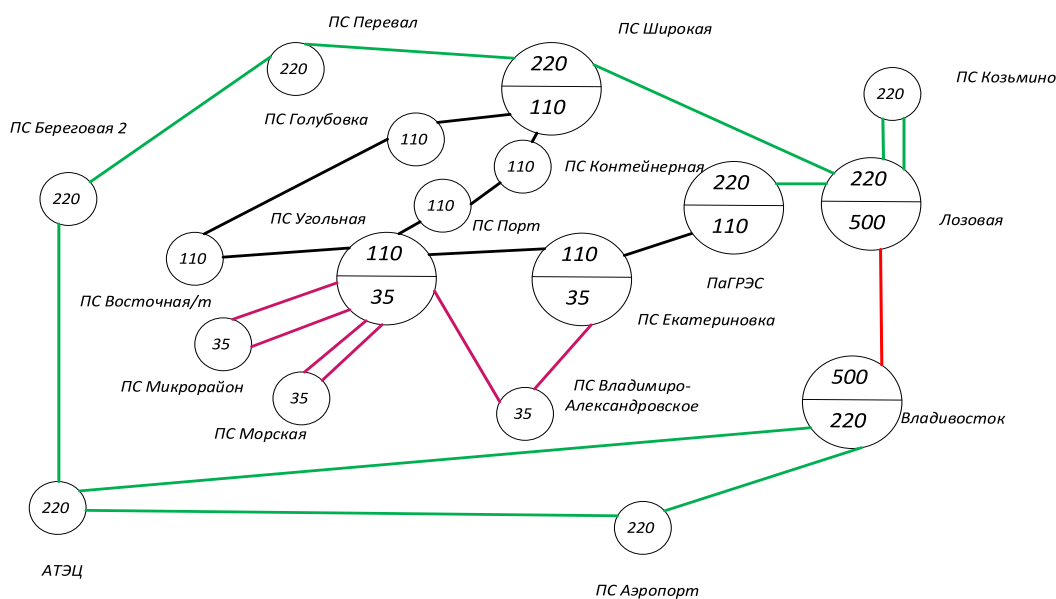


Рисунок 12 – Вариант подключения 4

### 3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

В задачи данного раздела входит техническое обоснование предложенных вариантов, выбор необходимого оборудования и проверка осуществимости функционирования различных режимов сети.

3.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Контейнерная к существующим сетям на напряжение 110 кВ, а ПС Порт к существующим сетям на напряжение 35 кВ.

При подключении ПС Контейнерная к существующим сетям 110 кВ необходимо строительство ВЛ 110 кВ Голубовка – Контейнерная и Восточная/т – Контейнерная протяженностью 19 км с заменой существующих проводников на АС – 240 и двух ВЛ 35 кВ Угольная – Порт протяженностью 22 км.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Контейнерная предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН – 16000/110/10.5. Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Порт предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН – 10000/35/10.5.

В нормальном режиме, когда все трансформаторы будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_{НАГР}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}}, \quad (2)$$

$$K_3^{н.р.} = \frac{15}{16 \cdot 2} = 0.47.$$

Как видно из полученного выражения, в нормальном режиме все трансформаторы будут загружены оптимально. В случае, если один из трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшихся в работе трансформаторов составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{15}{16 \cdot 1} = 0.937.$$

Для ПС Контейнерная выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Мостик (5АН).

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Для ПС Порт выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (35 кВ): Два блока линия–трансформатор (4Н).

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС Контейнерная, будут выполнены проводами марки АС – 240 расчеты приведены в приложении Б. Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС Порт, будут выполнены проводами марки АС–70 расчеты приведены в приложении Б.

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН проектируемой ПС Контейнерная. Расчёт приведён в приложении Г. По данным расчёта были выбраны выключатели присоединений на КРУ 110 и КРУ 10.5 кВ.

#### **Проверка ячеек КРУ 110 кВ.**

В КРУ нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение.

Выбор и проверка ячеек КРУ и входящего в него оборудования производится в соответствии с алгоритмом:

Условия выбора:

- 1) По номинальному напряжению:
- 2) По номинальному току:
- 3) По предельному сквозному току КЗ– на электродинамическую стойкость:
- 4) По тепловому импульсу–на термическую стойкость.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в Приложении Б.

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 18.



Таблица 18 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 98 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18.19 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 71.31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки СЭЩ–65 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

### Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ.

Принимаем к установке на напряжении 10кВ КРУ–СЭЩ–63–10 со встроенными вакуумными силовыми выключателями ВВУ–СЭЩ–10.

### Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ.

Выбор и проверка ячеек КРУ и входящего в него оборудования производится в соответствие с алгоритмом, представленном выше.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в Приложении Б.

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 910 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 76.76 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 6000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 1395 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки СЭЩ–63–10 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, элегазовые, вакуумные и т.д.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (3)$$

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие [10]:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (4)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{мах}}, \quad (5)$$

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

Для ПС выбраны выключатели ВВУ–СЭЩ –110 УХЛ1 и ВВУ–СЭЩ–10/1250.

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени  $t_{\text{откл}}$ , состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя.

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{откл.выкл}}, \quad (6)$$

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{откл.выкл}} = 1 + 0,02 = 1,02 \text{ с},$$

где  $\Delta t$  – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (7)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{к.расч} < B_{к.ном}; \quad (8)$$

Для проверки данного условия требуется определение  $B_{к.ном}$ :

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (9)$$

где  $I_{тер}$  – ток термической стойкости выключателя;

$t_{тер}$  – время протекания тока термической стойкости.

Выключатель проверяется на возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (10)$$

где  $I_{откл.ном}$  – номинальный ток отключения выключателя;

$\beta_H$  – содержание аperiodической составляющей.

Расчётное значение аperiodической составляющей определяется по формуле [10]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПТО}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (11)$$

Условием проверки является  $i_{аном} > i_a$ .

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой}; \quad (12)$$

где  $i_{дин.стой}$  – ток электродинамической стойкости выключателя.

Подробный расчет приведен в приложении Б. Результаты по выбору сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор выключателей ПС Контейнерная

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 98$ А	$I_{ном} = 1250$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{н0} = 7.35$ кА	$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{откл.ном} > I_{н0}$
$i_{уд} = 18.19$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч} = 71.31$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} = 3200$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 10.05$ кА	$i_{аном} = 90,51$ кА	$i_{аном} > i_a$
$U_c = 10.5$ кВ	$U_{ном} = 10.5$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 910$ А	$I_{ном} = 1250$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{н0} = 29.34$ кА	$I_{откл.ном} = 52$ кА	$I_{откл.ном} > I_{н0}$
$i_{уд} = 76.76$ кА	$i_{дин} = 125$ кА	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч} = 1395$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} = 6000$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 40.80$ кА	$i_{аном} = 102$ кА	$i_{аном} > i_a$

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах, анализируя токовую загрузку ЛЭП можно сделать вывод что большинство линии являются недогруженными. Отклонение напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. При отключении одной из линий отклонений по напряжению не наблюдается, а линии все также являются недогруженными. Подробный расчет приведен в приложении Г. Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме приведена в таб-

лице 21. Отклонение напряжения в нормальном режиме в таблице 22. Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме в таблице 23. Отклонение напряжения в послеаварийном режиме приведена в таблице 24.

Таблица 21 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ПаГРЭС 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	344	510	67,5
ПС Контейнерная 110 кВ – ПС Голубовка 110 кВ	302	610	49,6
ПС Угольная 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	226	510	44,3
ПС Голубовка 110 кВ – Широкая 110 кВ	212	510	41,8
АТЭЦ 220 кВ – Береговая 2 220 кВ	263	690	38,3
АТЭЦ 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	260	690	38,3
ПС Угольная 35 кВ – ПС Порт 35 кВ	100	265	37,6
ПС Угольная 35 кВ – ПС Порт 35 кВ	100	265	37,6
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	251	690	36,4
ПС Контейнерная 110 кВ – ПС Восточная/т 110 кВ	221	610	36,2
Владивосток 220 кВ – АТЭЦ 220 кВ	214	630	34
Береговая 2 220 кВ – Перевал 220 кВ	217	690	31,8
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ – ПС Екатериновка 35 кВ	121	380	31,7
Перевал 220 кВ – Широкая 220 кВ	188	690	27,6
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	73	330	22,3
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	73	330	22,3
Лозовая 500 кВ – Владивосток 500 кВ	191	1000	22,2
Лозовая 220 кВ – ПаГРЭС 220 кВ	137	690	19,8
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	70	380	18,3
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	70	380	18,3
ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Угольная 110 кВ	92	510	18,1

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4
ПС Угольная 35 кВ – ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	58	330	17,7
Лозовая 220 кВ – Широкая 220 кВ	55	690	8
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	51	690	7,4
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	51	690	7,4

Таблица 22 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Екатериновка 110 кВ	110	114,47	4,06
ПС Екатериновка Н1	110	112,67	2,43
ПС Екатериновка Н2	110	112,67	2,43
ПС Екатериновка 35 кВ	35	35,77	2,19
ПС Екатериновка 6 кВ	6	6,41	1,69
ПС Угольная 110 кВ	110	113,66	3,33
ПС Угольная Н1	110	114,66	4,24
ПС Угольная Н2	110	114,66	4,24
ПС Угольная 35 кВ	35	36,41	4,04
ПС Угольная 6 кВ	6	6,52	3,54
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	35	35,7	1,99
ПС Владимиро–Александровская 6 кВ	6	6,38	1,3
ПС Микрорайон 35 кВ	35	36,38	3,94
ПС Микрорайон 6 кВ	6	6,73	6,76
ПС Морская 35 кВ	35	36,16	3,31
ПС Морская 6 кВ	6	6,48	2,88

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4
ПС Восточная/т 110 кВ	110	113,74	3,4
ПС Восточная/т Н1	110	118,7	7,9
ПС Восточная/т Н2	110	118,7	7,9
ПС Восточная/т 27 кВ	28	29,63	7,76
ПС Восточная/т 10 кВ	10	11,21	6,78
ПС Голубовка 110 кВ	110	116,93	6,3
ПС Голубовка 10 кВ	10	11,24	7,03
Лозовая 500 кВ	500	507,66	1,53
Лозовая Н1	500	496,7	-0,66
Лозовая 220 кВ	220	240,34	9,25
Лозовая 10 кВ	10	10,43	-0,66
Владивосток 500 кВ	500	512	2,4
Владивосток Н1	500	500,53	0,11
Владивосток 220 кВ	220	242,24	10,11
Владивосток 10	10	10,51	5,11
Козьмино 220 кВ	220	239,87	9,03
Козьмино Н1	220	235,61	7,1
Козьмино Н2	220	235,61	7,1
Козьмино 35 кВ	35	37,43	6,93
Козьмино 6 кВ	6	6,58	4,44
Широкая 220 кВ	220	239,19	8,72
Широкая Н1	220	238,01	8,19
Широкая Н2	220	238,01	8,19
Широкая 110 кВ	110	118,97	8,15
Широкая 10 кВ	10	11,17	6,4
Перевал 220 кВ	220	239,53	8,88
Перевал Н1	220	238,36	8,34

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4
Перевал Н2	220	238,36	8,34
Перевал 35 кВ	35	37,89	8,25
Перевал 6.3 кВ	6	6,67	5,8
Береговая 2 220 кВ	220	240,09	9,13
Береговая 2 Н1	220	239,44	8,84
Береговая 2 Н2	220	239,44	8,84
Береговая 2 110 кВ	110	119,71	8,83
Береговая 2 6 кВ	6	6,7	6,29
Аэропорт 220 кВ	220	241,92	9,96
АТЭЦ 220 кВ	220	241,53	9,78
АТЭЦ Н1	220	239,9	9,05
АТЭЦ Н2	220	239,9	9,05
АТЭЦ 110 кВ	110	120	9,09
АТЭЦ 15 кВ	16	16,5	4,76
АТЭЦ Г8	16	16,5	4,76
ПаГРЭС 220 кВ	220	238,19	8,27
ПаГРЭС Н1	220	232,26	5,57
ПаГРЭС Н2	220	232,26	5,57
ПаГРЭС 110 кВ	110	116,11	5,56
ПаГРЭС 10 кВ	10	10,92	3,96
ПаГРЭС Г1	16	16,5	4,76
ПаГРЭС Г3	16	16,34	3,72
ПС Контейнерная 110 кВ	110	115,38	4,89
ПС Контейнерная 10 кВ	10	10,71	7,14
ПС Порт 35 кВ	35	35,33	0,94
ПС Порт 10 кВ	10	10,35	3,53



Таблица 23 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ПС Голубовка 110 кВ – Широкая 110 кВ	554	610	91
ПС Контейнерная 110 кВ – ПС Голубовка 110 кВ	500	610	82
ПС Контейнерная 110 кВ – ПС Восточная/т 110 кВ	426	610	69,9
ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Угольная 110 кВ	331	510	64,9
АТЭЦ 220 кВ – Береговая 2 220 кВ	294	690	42,8
АТЭЦ 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	285	690	42,4
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	278	690	40,3
Владивосток 220 кВ – АТЭЦ 220 кВ	238	630	37,8
ПС Угольная 35 кВ – ПС Порт 35 кВ	98	265	36,8
ПС Угольная 35 кВ – ПС Порт 35 кВ	98	265	36,8
Береговая 2 220 кВ – Перевал 220 кВ	248	690	36,1
Лозовая 220 кВ – ПаГРЭС 220 кВ	234	690	34
Перевал 220 кВ – Широкая 220 кВ	217	690	31,8
Лозовая 220 кВ – Широкая 220 кВ	183	690	26,5
Лозовая 500 кВ – Владивосток 500 кВ	192	1000	25,7
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	72	330	21,8
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	72	330	21,8
ПС Угольная 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	96	510	18,9
ПС Угольная 35 кВ – ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	61	330	18,4
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	68	380	18
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	68	380	18

## Продолжение таблицы 23

1	2	3	4
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ – ПС Екатериновка 35 кВ	52	380	13,7
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
ПаГРЭС 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ		510	

Таблица 24 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Екатериновка 110 кВ	110	114,85	4,41
ПС Екатериновка Н1	110	112,79	2,53
ПС Екатериновка Н2	110	112,79	2,53
ПС Екатериновка 35 кВ	35	35,82	2,34
ПС Екатериновка 6 кВ	6	6,41	1,79
ПС Угольная 110 кВ	110	115,63	5,12
ПС Угольная Н1	110	116,88	6,26
ПС Угольная Н2	110	116,88	6,26
ПС Угольная 35 кВ	35	37,13	6,08
ПС Угольная 6 кВ	6	6,65	5,55
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	35	35,77	2,21
ПС Владимиро–Александровская 6 кВ	6	6,4	1,53
ПС Микрорайон 35 кВ	35	37,09	5,98
ПС Микрорайон 6 кВ	6	6,85	8,8
ПС Морская 35 кВ	35	36,88	5,37
ПС Морская 6 кВ	6	6,62	5

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
ПС Восточная/т 110 кВ	110	115,76	5,23
ПС Восточная/т Н1	110	121,76	10,7
ПС Восточная/т Н2	110	121,76	10,7
ПС Восточная/т 27 кВ	28	30,42	10,61
ПС Восточная/т 10 кВ	10	11,55	10,01
ПС Голубовка 110 кВ	110	119,58	8,71
ПС Голубовка 10 кВ	10	11,5	9,51
Лозовая 500 кВ	500	506,88	1,38
Лозовая Н1	500	489,43	-2,11
Лозовая 220 кВ	220	236,82	7,65
Лозовая 10 кВ	10	10,28	-2,11
Владивосток 500 кВ	500	515	3
Владивосток Н1	500	495,9	-0,82
Владивосток 220 кВ	220	240	9,09
Владивосток 10	10	10,41	4,14
Козьмино 220 кВ	220	236,33	7,42
Козьмино Н1	220	232	5,45
Козьмино Н2	220	232	5,45
Козьмино 35 кВ	35	36,85	5,29
Козьмино 6 кВ	6	6,48	2,83
Широкая 220 кВ	220	234	6,36
Широкая Н1	220	246,86	12,21
Широкая Н2	220	246,86	12,21
Широкая 110 кВ	110	123,36	12,14
Широкая 10 кВ	10	11,59	10,37
Перевал 220 кВ	220	234,45	6,57
Перевал Н1	220	233,25	6,02

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
Перевал Н2	220	233,25	6,02
Перевал 35 кВ	35	37,08	5,94
Перевал 6.3 кВ	6	6,52	3,53
Береговая 2 220 кВ	220	235,19	6,9
Береговая 2 Н1	220	249,49	13,41
Береговая 2 Н2	220	249,49	13,41
Береговая 2 110 кВ	110	124,74	13,4
Береговая 2 6 кВ	6	6,98	10,76
Аэропорт 220 кВ	220	238,45	8,39
АТЭЦ 220 кВ	220	236,95	7,7
АТЭЦ Н1	220	239,9	9,05
АТЭЦ Н2	220	239,9	9,05
АТЭЦ 110 кВ	110	120	9,09
АТЭЦ 15 кВ	16	16,5	4,76
АТЭЦ Г8	16	16,5	4,76
ПаГРЭС 220 кВ	220	233,75	6,25
ПаГРЭС Н1	220	237,44	7,93
ПаГРЭС Н2	220	237,44	7,93
ПаГРЭС 110 кВ	110	118,74	7,95
ПаГРЭС 10 кВ	10	11,16	6,28
ПаГРЭС Г1	16	16,5	4,76
ПаГРЭС Г3	16	16,72	6,15
ПС Контейнерная 110 кВ	110	117,67	6,97
ПС Контейнерная 10 кВ	10	11,52	15,24
ПС Порт 35 кВ	35	36,06	3,04
ПС Порт 10 кВ	10	11,14	11,45

Вариант 1 схема нормального и послеавариного режима изображена на рисунках 13 и 14 соответственно.

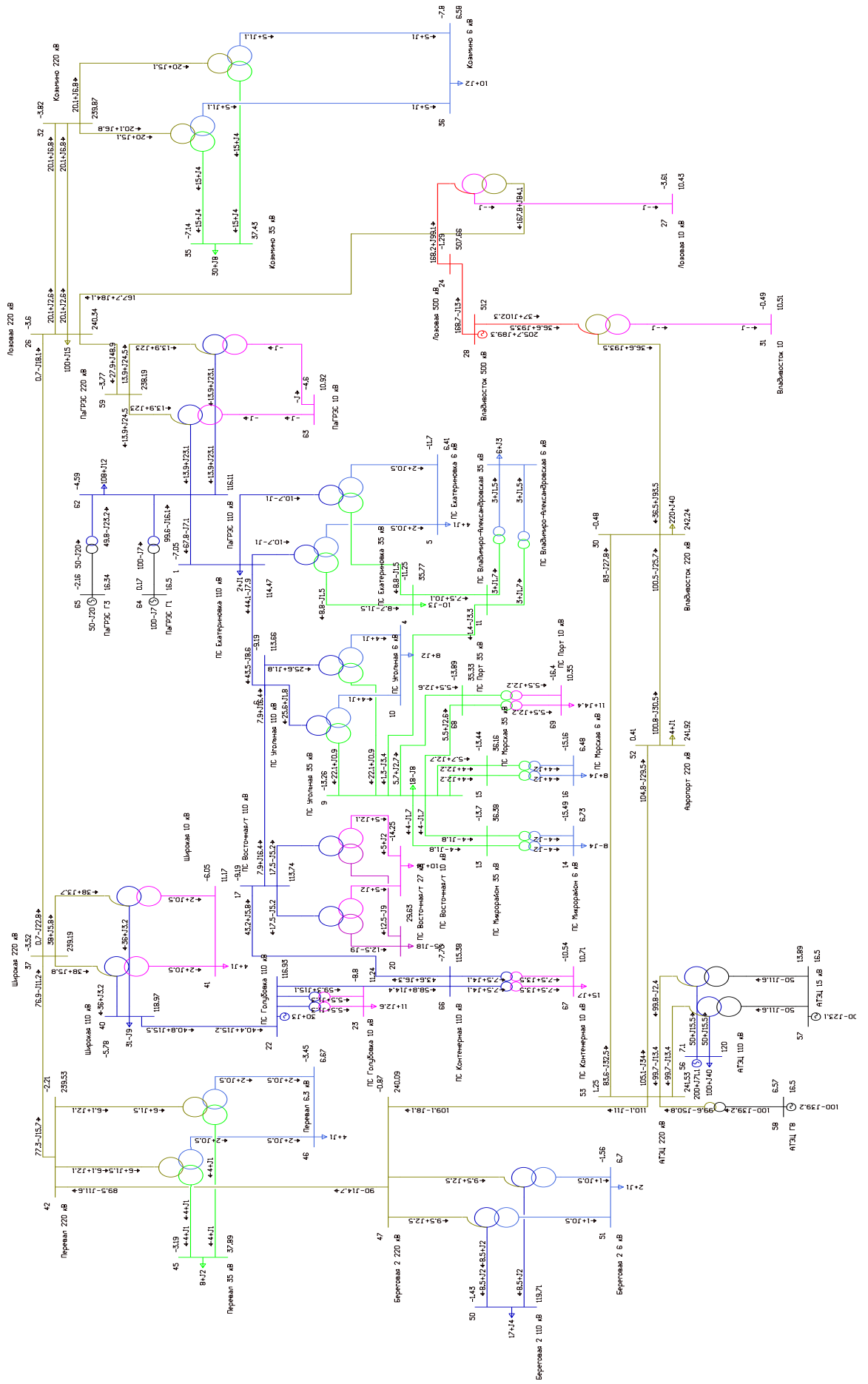


Рисунок 13 – Вариант 1 схема нормального режима

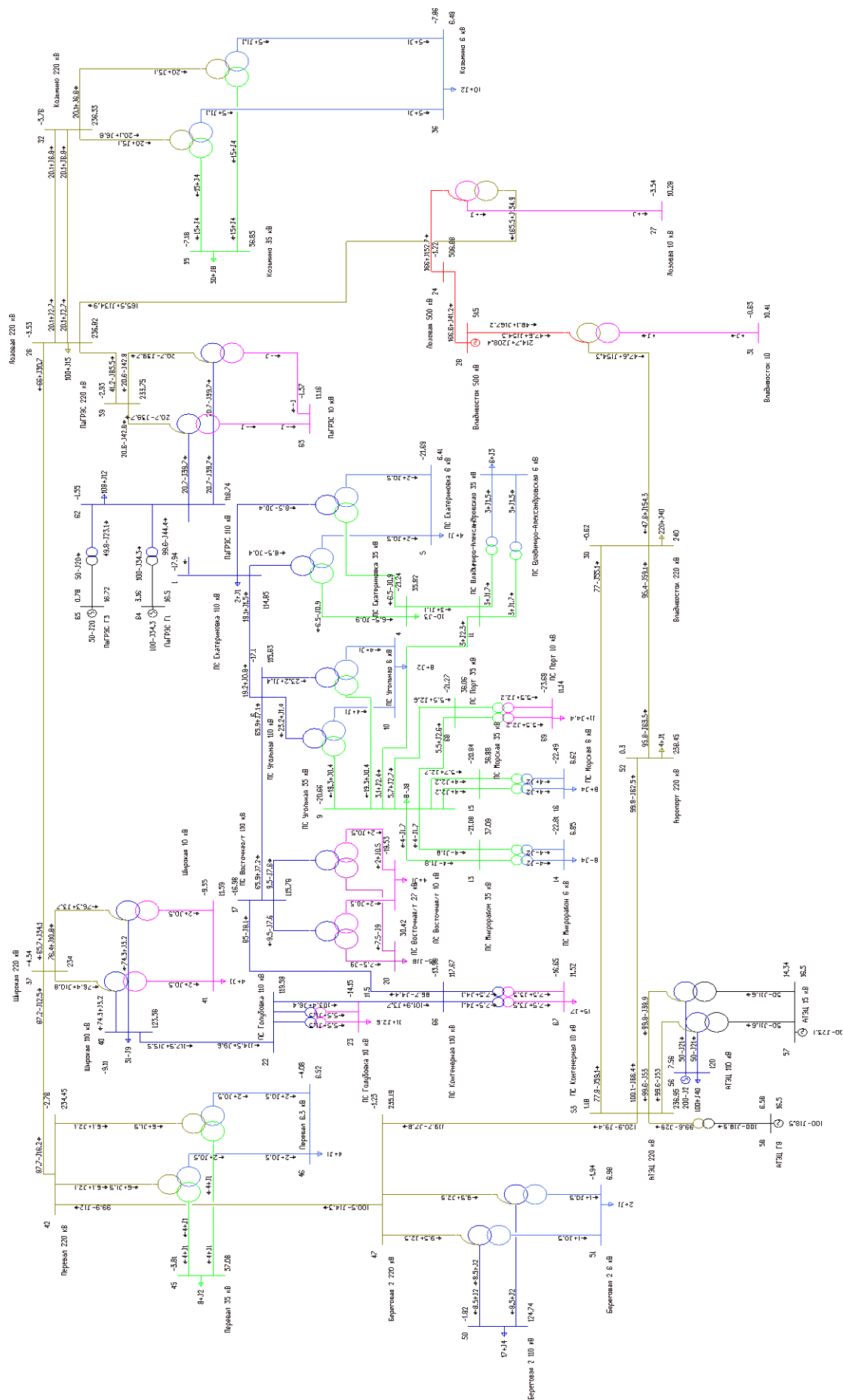


Рисунок 14 – Вариант 1 схема послеаварийного режима

3.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Контейнерная и ПС Порт к существующим сетям на напряжение 35 кВ.

При подключении ПС Контейнерная к существующим сетям необходимо строительство 2 заходов от ВЛ 35 кВ Владимиро–Александровская – Екатеринбург протяженностью 12 км. Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Контейнерная предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН –16000/35/10.5. Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС, будут выполнены проводами марки АС–150 расчеты приведены в приложении Б. При подключении ПС Порт к существующим сетям 35 кВ необходимо строительство двух ВЛ 35 кВ Угольная – Порт протяженностью 22км. Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Порт предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН –10000/35/10.5. Подключение ПС Порт будут выполнены проводами марки АС–70 расчеты приведены в приложении Б. Для ПС Контейнерная выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (35 кВ): Мостик (5АН).

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Для ПС Порт выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (35 кВ): Два блока линия–трансформатор (4Н).

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9). Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Токовая загрузка ЛЭП в нормальном и послеаварином режиме приведена в таблицах 23 и 25. Отклонение напряжения в нормальном и послеаварином режиме приведены в таблицах 24 и 26 соответственно.

Таблица 23 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ПаГРЭС 110 кВ – ПС Екатеринбург 110 кВ	317	510	62,4
ПС Контейнерная 35 кВ – ПС Екатеринбург 35 кВ	276	445	62,1
АТЭЦ 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	295	690	43,8

## Продолжение таблицы 23

1	2	3	4
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	287	690	41,7
ПС Голубовка 110 кВ – Широкая 110 кВ	251	610	41,4
АТЭЦ 220 кВ – Береговая 2 220 кВ	271	690	39,5
Владивосток 220 кВ – АТЭЦ 220 кВ	246	630	39
ПС Угольная 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	190	510	37,3
ПС Угольная 35 кВ – ПС Порт 35 кВ	95	265	35,7
ПС Угольная 35 кВ – ПС Порт 35 кВ	95	265	35,7
ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Угольная 110 кВ	181	510	35,5
ПС Угольная 35 кВ – ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	117	330	35,3
Береговая 2 220 кВ – Перевал 220 кВ	225	690	32,9
ПС Голубовка 110 кВ – ПС Восточная/т 110 кВ	200	610	32,8
Лозовая 220 кВ – ПаГРЭС 220 кВ	202	690	29,2
Перевал 220 кВ – Широкая 220 кВ	194	690	28,6
Лозовая 500 кВ – Владивосток 500 кВ	196	1000	25,5
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	70	330	21,2
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	70	330	21,2
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	67	380	17,5
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	67	380	17,5
Лозовая 220 кВ – Широкая 220 кВ	86	690	12,5
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ – ПС Контейнерная 35 кВ	20	445	4,6



Таблица 24 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Екатериновка 110 кВ	110	118,44	7,68
ПС Екатериновка Н1	110	113,83	3,48
ПС Екатериновка Н2	110	113,83	3,48
ПС Екатериновка 35 кВ	35	36,1	3,15
ПС Екатериновка 6 кВ	6	6,47	2,74
ПС Угольная 110 кВ	110	119,41	8,56
ПС Угольная Н1	110	120,37	9,42
ПС Угольная Н2	110	120,37	9,42
ПС Угольная 35 кВ	35	38,23	9,24
ПС Угольная 6 кВ	6	6,85	8,71
ПС Владимиро– Александровская 35 кВ	35	35,61	1,73
ПС Владимиро– Александровская 6 кВ	6	6,36	1,02
ПС Микрорайон 35 кВ	35	38,2	9,14
ПС Микрорайон 6 кВ	6	7,05	11,98
ПС Морская 35 кВ	35	37,99	8,55
ПС Морская 6 кВ	6	6,82	8,29
ПС Восточная/т 110 кВ	110	119,56	8,69
ПС Восточная/т Н1	110	125,53	14,11
ПС Восточная/т Н2	110	125,53	14,11
ПС Восточная/т 27 кВ	28	31,36	14,03
ПС Восточная/т 10 кВ	10	11,91	13,42
ПС Голубовка 110 кВ	110	121,73	10,66
ПС Голубовка 10 кВ	10	11,71	11,52
Лозовая 500 кВ	500	507,45	1,49

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
Лозовая Н1	500	491,06	-1,79
Лозовая 220 кВ	220	237,61	8
Лозовая 10 кВ	10	10,31	-1,79
Владивосток 500 кВ	500	515	3
Владивосток Н1	500	496,11	-0,78
Владивосток 220 кВ	220	240,11	9,14
Владивосток 10	10	10,42	4,18
Козьмино 220 кВ	220	237,12	7,78
Козьмино Н1	220	232,81	5,82
Козьмино Н2	220	232,81	5,82
Козьмино 35 кВ	35	36,98	5,66
Козьмино 6 кВ	6	6,5	3,19
Широкая 220 кВ	220	235,66	7,12
Широкая Н1	220	248,56	12,98
Широкая Н2	220	248,56	12,98
Широкая 110 кВ	110	124,24	12,95
Широкая 10 кВ	10	11,67	11,13
Перевал 220 кВ	220	235,7	7,14
Перевал Н1	220	234,51	6,6
Перевал Н2	220	234,51	6,6
Перевал 35 кВ	35	37,28	6,51
Перевал 6.3 кВ	6	6,56	4,09
Береговая 2 220 кВ	220	236,03	7,29
Береговая 2 Н1	220	250,39	13,82
Береговая 2 Н2	220	250,39	13,82
Береговая 2 110 кВ	110	125,19	13,81
Береговая 2 6 кВ	6	7	11,16

1	2	3	4
Аэропорт 220 кВ	220	238,63	8,47
АТЭЦ 220 кВ	220	237,2	7,82
АТЭЦ Н1	220	239,9	9,05
АТЭЦ Н2	220	239,9	9,05
АТЭЦ 110 кВ	110	120	9,09
АТЭЦ 15 кВ	16	16,5	4,76
АТЭЦ Г8	16	16,5	4,76
ПаГРЭС 220 кВ	220	234,25	6,48
ПаГРЭС Н1	220	238,81	8,55
ПаГРЭС Н2	220	238,81	8,55
ПаГРЭС 110 кВ	110	119,39	8,54
ПаГРЭС 10 кВ	10	11,22	6,9
ПаГРЭС Г1	16	16,5	4,76
ПаГРЭС Г3	16	16,81	6,75
ПС Контейнерная 35 кВ	35	35,59	1,69
ПС Контейнерная 10 кВ	10	10,59	5,95
ПС Порт 35 кВ	35	37,2	6,3
ПС Порт 10 кВ	10	11,12	11,24

Таблица 25 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ПС Голубовка 110 кВ – Широкая 110 кВ	560	610	92
ПС Голубовка 110 кВ – ПС Восточная/т 110	506	610	83
ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Угольная 110 кВ	422	510	82,7
ПС Контейнерная 35 кВ – ПС Екатериновка 35 кВ	257	445	57,7

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4
ПС Угольная 35 кВ – ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	156	330	47,3
АТЭЦ 220 кВ – Береговая 2 220 кВ	295	690	42,9
АТЭЦ 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	285	690	42,5
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	279	690	40,4
Владивосток 220 кВ – АТЭЦ 220 кВ	238	630	37,8
ПС Угольная 35 кВ – ПС Порт 35 кВ	98	265	37,1
ПС Угольная 35 кВ – ПС Порт 35 кВ	98	265	37,1
Береговая 2 220 кВ – Перевал 220 кВ	248	690	36,1
Лозовая 220 кВ – ПаГРЭС 220 кВ	233	690	33,8
Перевал 220 кВ – Широкая 220 кВ	217	690	31,8
ПС Угольная 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	157	510	30,7
Лозовая 220 кВ – Широкая 220 кВ	186	690	27
Лозовая 500 кВ – Владивосток 500 кВ	193	1000	25,9
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	72	330	22
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	72	330	22
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	69	380	18,1
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	69	380	18,1
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ – ПС Контейнерная 35 кВ	42	445	9,3
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
ПаГРЭС 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ		510	

Таблица 26 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Екатериновка 110 кВ	110	113,46	3,15
ПС Екатериновка Н1	110	108,15	-1,69
ПС Екатериновка Н2	110	108,15	-1,69
ПС Екатериновка 35 кВ	35	34,3	-1,99
ПС Екатериновка 6 кВ	6	6,15	-2,42
ПС Угольная 110 кВ	110	115,43	4,93
ПС Угольная Н1	110	116,29	5,72
ПС Угольная Н2	110	116,29	5,72
ПС Угольная 35 кВ	35	36,93	5,52
ПС Угольная 6 кВ	6	6,62	5,01
ПС Владимиро– Александровская 35 кВ	35	33,8	-3,44
ПС Владимиро– Александровская 6 кВ	6	6,03	-4,35
ПС Микрорайон 35 кВ	35	36,9	5,42
ПС Микрорайон 6 кВ	6	6,82	8,24
ПС Морская 35 кВ	35	36,68	4,8
ПС Морская 6 кВ	6	6,58	4,42
ПС Восточная/т 110 кВ	110	115,63	5,12
ПС Восточная/т Н1	110	121,63	10,57
ПС Восточная/т Н2	110	121,63	10,57
ПС Восточная/т 27 кВ	28	30,38	10,49
ПС Восточная/т 10 кВ	10	11,54	9,89
ПС Голубовка 110 кВ	110	118,9	8,09
ПС Голубовка 10 кВ	10	11,43	8,88
Лозовая 500 кВ	500	506,73	1,35

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4
Лозовая Н1	500	489,03	-2,19
Лозовая 220 кВ	220	236,62	7,56
Лозовая 10 кВ	10	10,27	-2,19
Владивосток 500 кВ	500	515	3
Владивосток Н1	500	495,83	-0,83
Владивосток 220 кВ	220	239,96	9,07
Владивосток 10	10	10,41	4,12
Козьмино 220 кВ	220	236,14	7,33
Козьмино Н1	220	231,8	5,36
Козьмино Н2	220	231,8	5,36
Козьмино 35 кВ	35	36,82	5,2
Козьмино 6 кВ	6	6,47	2,74
Широкая 220 кВ	220	233,65	6,2
Широкая Н1	220	245,99	11,81
Широкая Н2	220	245,99	11,81
Широкая 110 кВ	110	122,92	11,75
Широкая 10 кВ	10	11,55	9,98
Перевал 220 кВ	220	234,2	6,45
Перевал Н1	220	233	5,91
Перевал Н2	220	233	5,91
Перевал 35 кВ	35	37,04	5,82
Перевал 6.3 кВ	6	6,52	3,42
Береговая 2 220 кВ	220	235,02	6,83
Береговая 2 Н1	220	249,31	13,32
Береговая 2 Н2	220	249,31	13,32
Береговая 2 110 кВ	110	124,65	13,32
Береговая 2 6 кВ	6	6,97	10,68

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4
Аэропорт 220 кВ	220	238,4	8,36
АТЭЦ 220 кВ	220	236,89	7,68
АТЭЦ Н1	220	239,9	9,05
АТЭЦ Н2	220	239,9	9,05
АТЭЦ 110 кВ	110	120	9,09
АТЭЦ 15 кВ	16	16,5	4,76
АТЭЦ Г8	16	16,5	4,76
ПаГРЭС 220 кВ	220	233,57	6,17
ПаГРЭС Н1	220	237,33	7,88
ПаГРЭС Н2	220	237,33	7,88
ПаГРЭС 110 кВ	110	118,69	7,9
ПаГРЭС 10 кВ	10	11,15	6,23
ПаГРЭС Г1	16	16,5	4,76
ПаГРЭС Г3	16	16,71	6,1
ПС Контейнерная 35 кВ	35	33,77	-3,52
ПС Контейнерная 10 кВ	10	10,02	0,21
ПС Порт 35 кВ	35	35,86	2,46
ПС Порт 10 кВ	10	10,7	7,04

Вариант 2 нормальный режим и послеаварийный режим изображены рисунках 15 и 16 соответственно.

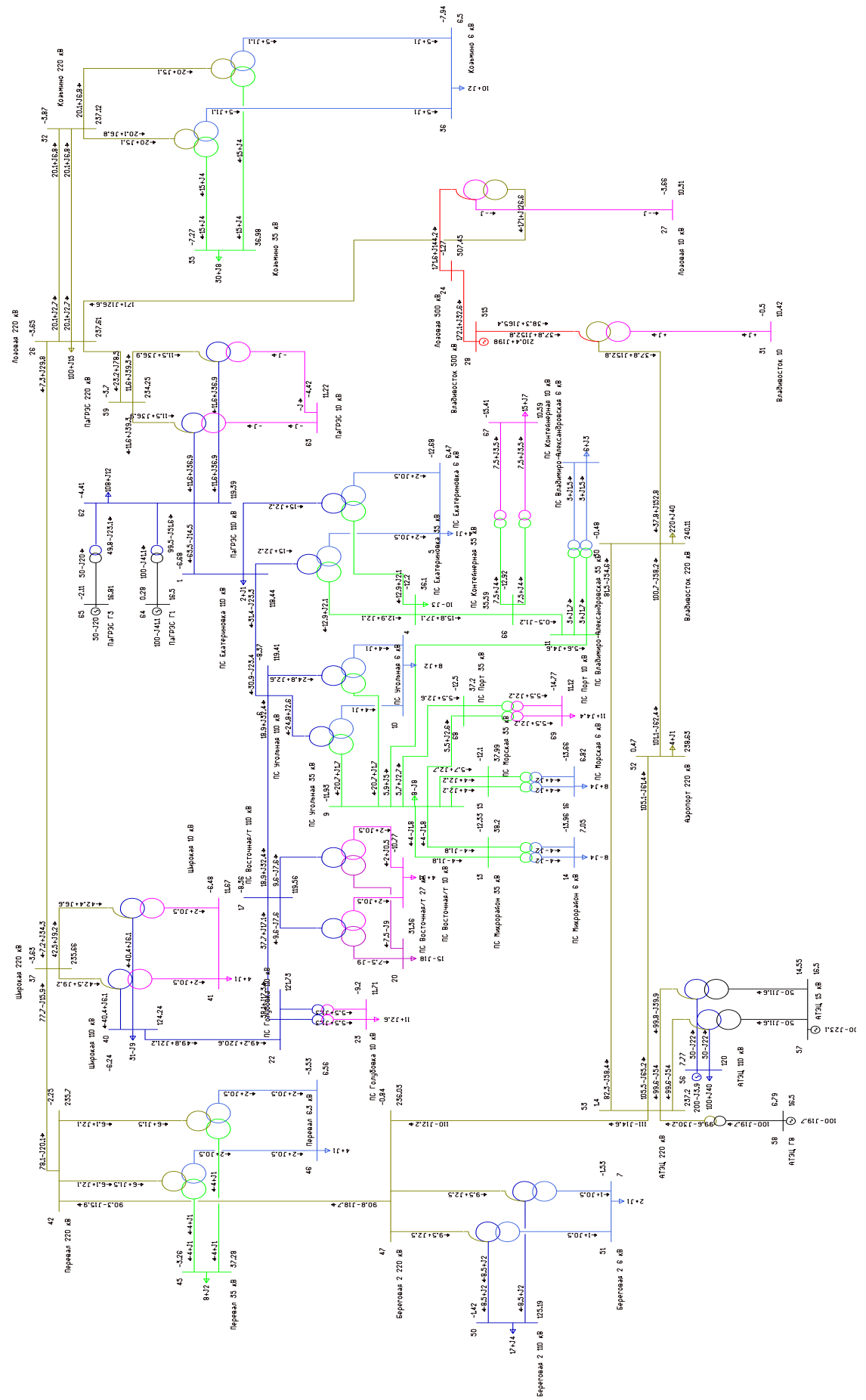


Рисунок 15 – Вариант 2 нормальный режим





Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах, а анализируя токовую загрузку ЛЭП делаем вывод что ток по линиям не превышает длительно допустимых значений. В таблицах представлены узлы, отклонение которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах представлены максимально загруженные ЛЭП. Наблюдается перегрузка трансформатора на ПС Екатериновка. Поэтому для реализации этого варианта также необходима замена трансформаторов на ПС Екатериновка на трансформаторы с большей мощностью.

3.2.3 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Контейнерная и ПС Порт к существующим сетям на напряжение 110 кВ.

При подключении ПС Контейнерная к существующим сетям необходимо строительство ВЛ 110 кВ Голубовка – Контейнерная и Восточная/т – Контейнерная протяженностью 19 км. Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Контейнерная предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН –16000/110/10.5. Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС, будут выполнены проводами марки АСК–185 расчеты приведены в приложении Б.

При подключении ПС Порт к существующим сетям 110 кВ необходимо строительство двух ВЛ 110 кВ Угольная – Порт протяженностью 22км. Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Порт предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН –10000/110/10.5. Подключение ПС Порт будут выполнены проводами марки АС–70 расчеты приведены в приложении Б.

Для ПС Контейнерная выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Мостик (5АН).

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Для ПС Порт выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Два блока линия–трансформатор (4Н).

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Токовая загрузка ЛЭП в нормальном и послеаварином режиме приведена в таблицах 27 и 29. Отклонение напряжения в нормальном и послеаварином режиме приведены в таблицах 28 и 30 соответственно.

Таблица 27 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ПаГРЭС 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	306	510	60,3
АТЭЦ 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	294	690	43,7
ПС Голубовка 110 кВ – Широкая 110 кВ	264	610	43,5
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	287	690	41,6
ПС Угольная 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	211	510	41,5
АТЭЦ 220 кВ – Береговая 2 220 кВ	271	690	39,6
Владивосток 220 кВ – АТЭЦ 220 кВ	245	630	39
ПС Голубовка 110 кВ – ПС Контейнерная 110 кВ	212	610	34,8
Береговая 2 220 кВ – Перевал 220 кВ	225	690	32,9
Перевал 220 кВ – Широкая 220 кВ	195	690	28,7
Лозовая 220 кВ – ПаГРЭС 220 кВ	194	690	28,1
Лозовая 500 кВ – Владивосток 500 кВ	195	1000	25,3
ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Угольная 110 кВ	126	510	24,7
ПС Контейнерная 110 кВ – ПС Восточная/т 110 кВ	131	610	21,5
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	69	330	21
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	69	330	21
ПС Угольная 35 кВ – ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	63	330	19

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ – ПС Екатериновка 35 кВ	77	445	17,3
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	66	380	17,3
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	66	380	17,3
Лозовая 220 кВ – Широкая 220 кВ	90	690	13,1
ПС Угольная 110 кВ – ПС Порт 110 кВ	30	265	11,2
ПС Угольная 110 кВ – ПС Порт 110 кВ	30	265	11,2
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5

Таблица 28 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Екатериновка 110 кВ	110	119,18	8,34
ПС Екатериновка Н1	110	117,58	6,89
ПС Екатериновка Н2	110	117,58	6,9
ПС Екатериновка 35 кВ	35	37,34	6,68
ПС Екатериновка 6 кВ	6	6,69	6,14
ПС Угольная 110 кВ	110	119,56	8,69
ПС Угольная Н1	110	121,65	10,59
ПС Угольная Н2	110	121,65	10,59
ПС Угольная 35 кВ	35	38,66	10,45
ПС Угольная 6 кВ	6	6,92	9,87
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	35	37,29	6,55
ПС Владимиро–Александровская 6 кВ	6	6,68	6,03

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4
ПС Микрорайон 35 кВ	35	38,63	10,36
ПС Микрорайон 6 кВ	6	7,13	13,21
ПС Морская 35 кВ	35	38,42	9,77
ПС Морская 6 кВ	6	6,9	9,56
ПС Восточная/т 110 кВ	110	119,67	8,79
ПС Восточная/т Н1	110	125,63	14,21
ПС Восточная/т Н2	110	125,63	14,21
ПС Восточная/т 27 кВ	28	31,38	14,12
ПС Восточная/т 10 кВ	10	11,92	13,51
ПС Голубовка 110 кВ	110	121,56	10,51
ПС Голубовка 10 кВ	10	11,69	11,36
Лозовая 500 кВ	500	507,55	1,51
Лозовая Н1	500	491,31	-1,74
Лозовая 220 кВ	220	237,73	8,06
Лозовая 10 кВ	10	10,32	-1,74
Владивосток 500 кВ	500	515	3
Владивосток Н1	500	496,12	-0,78
Владивосток 220 кВ	220	240,11	9,14
Владивосток 10	10	10,42	4,19
Козьмино 220 кВ	220	237,24	7,84
Козьмино Н1	220	232,93	5,88
Козьмино Н2	220	232,93	5,88
Козьмино 35 кВ	35	37	5,71
Козьмино 6 кВ	6	6,5	3,24
Широкая 220 кВ	220	235,68	7,13
Широкая Н1	220	248,45	12,93
Широкая Н2	220	248,45	12,93

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4
Широкая 110 кВ	110	124,18	12,89
Широкая 10 кВ	10	11,66	11,08
Перевал 220 кВ	220	235,71	7,14
Перевал Н1	220	234,52	6,6
Перевал Н2	220	234,52	6,6
Перевал 35 кВ	35	37,28	6,51
Перевал 6.3 кВ	6	6,56	4,1
Береговая 2 220 кВ	220	236,04	7,29
Береговая 2 Н1	220	250,4	13,82
Береговая 2 Н2	220	250,4	13,82
Береговая 2 110 кВ	110	125,19	13,81
Береговая 2 6 кВ	6	7	11,17
Аэропорт 220 кВ	220	238,63	8,47
АТЭЦ 220 кВ	220	237,2	7,82
АТЭЦ Н1	220	239,9	9,05
АТЭЦ Н2	220	239,9	9,05
АТЭЦ 110 кВ	110	120	9,09
АТЭЦ 15 кВ	16	16,5	4,76
АТЭЦ Г8	16	16,5	4,76
ПаГРЭС 220 кВ	220	234,49	6,59
ПаГРЭС Н1	220	239,38	8,81
ПаГРЭС Н2	220	239,38	8,81
ПаГРЭС 110 кВ	110	119,68	8,8
ПаГРЭС 10 кВ	10	11,25	7,15
ПаГРЭС Г1	16	16,5	4,76
ПаГРЭС Г3	16	16,86	7,02
ПС Контейнерная 110 кВ	110	120,26	9,33

1	2	3	4
ПС Контейнерная 10 кВ	10	10,8	7,96
ПС Порт 110 кВ	110	119,37	8,52
ПС Порт 10 кВ	10	10,7	6,96

Таблица 29 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Идоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ПС Голубовка 110 кВ – Широкая 110 кВ	543	610	89
ПС Голубовка 110 кВ – ПС Контейнерная 110 кВ	489	610	80,2
ПС Контейнерная 110 кВ – ПС Восточная/т 110 кВ	418	610	68,5
ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Угольная 110 кВ	322	510	63,2
АТЭЦ 220 кВ – Береговая 2 220 кВ	293	690	42,7
АТЭЦ 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	285	690	42,4
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	278	690	40,3
Владивосток 220 кВ – АТЭЦ 220 кВ	238	630	37,8
Береговая 2 220 кВ – Перевал 220 кВ	247	690	36
Лозовая 220 кВ – ПаГРЭС 220 кВ	236	690	34,2
Перевал 220 кВ – Широкая 220 кВ	216	690	31,7
Лозовая 220 кВ – Широкая 220 кВ	176	690	25,6
Лозовая 500 кВ – Владивосток 500 кВ	190	1000	25,4
ПС Угольная 35 кВ – ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	76	330	23
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	70	330	21,2
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	70	330	21,2
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	66	380	17,5

## Продолжение таблицы 29

1	2	3	4
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	66	380	17,5
ПС Угольная 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	88	510	17,4
ПС Угольная 110 кВ – ПС Порт 110 кВ	30	265	11,3
ПС Угольная 110 кВ – ПС Порт 110 кВ	30	265	11,3
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ – ПС Екатериновка 35 кВ	33	445	7,5
ПаГРЭС 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ		510	

Таблица 30 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Екатериновка 110 кВ	110	117,43	6,76
ПС Екатериновка Н1	110	115,43	4,94
ПС Екатериновка Н2	110	115,43	4,94
ПС Екатериновка 35 кВ	35	36,66	4,75
ПС Екатериновка 6 кВ	6	6,56	4,19
ПС Угольная 110 кВ	110	118,12	7,38
ПС Угольная Н1	110	120,37	9,42
ПС Угольная Н2	110	120,37	9,42
ПС Угольная 35 кВ	35	38,25	9,27
ПС Угольная 6 кВ	6	6,85	8,71
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	35	36,63	4,65



Продолжение таблицы 30

1	2	3	4
ПС Владимиро– Александровская 6 кВ	6	6,56	4,05
ПС Микрорайон 35 кВ	35	38,21	9,18
ПС Микрорайон 6 кВ	6	7,06	12,02
ПС Морская 35 кВ	35	38,01	8,59
ПС Морская 6 кВ	6	6,83	8,33
ПС Восточная/т 110 кВ	110	118,24	7,49
ПС Восточная/т Н1	110	124,21	12,92
ПС Восточная/т Н2	110	124,21	12,92
ПС Восточная/т 27 кВ	28	31,03	12,84
ПС Восточная/т 10 кВ	10	11,78	12,23
ПС Голубовка 110 кВ	110	120,49	9,53
ПС Голубовка 10 кВ	10	11,59	10,36
Лозовая 500 кВ	500	507,1	1,42
Лозовая Н1	500	489,99	–2
Лозовая 220 кВ	220	237,09	7,77
Лозовая 10 кВ	10	10,29	–2
Владивосток 500 кВ	500	515	3
Владивосток Н1	500	496	–0,8
Владивосток 220 кВ	220	240,05	9,11
Владивосток 10	10	10,42	4,16
Козьмино 220 кВ	220	236,6	7,55
Козьмино Н1	220	232,28	5,58
Козьмино Н2	220	232,28	5,58
Козьмино 35 кВ	35	36,9	5,41
Козьмино 6 кВ	6	6,49	2,95
Широкая 220 кВ	220	234,48	6,58

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4
Широкая Н1	220	248,03	12,74
Широкая Н2	220	248,03	12,74
Широкая 110 кВ	110	123,94	12,68
Широкая 10 кВ	10	11,64	10,89
Перевал 220 кВ	220	234,81	6,73
Перевал Н1	220	233,61	6,19
Перевал Н2	220	233,61	6,19
Перевал 35 кВ	35	37,13	6,1
Перевал 6.3 кВ	6	6,53	3,69
Береговая 2 220 кВ	220	235,43	7,01
Береговая 2 Н1	220	249,75	13,52
Береговая 2 Н2	220	249,75	13,52
Береговая 2 110 кВ	110	124,87	13,51
Береговая 2 6 кВ	6	6,99	10,88
Аэропорт 220 кВ	220	238,51	8,42
АТЭЦ 220 кВ	220	237,03	7,74
АТЭЦ Н1	220	239,9	9,05
АТЭЦ Н2	220	239,9	9,05
АТЭЦ 110 кВ	110	120	9,09
АТЭЦ 15 кВ	16	16,5	4,76
АТЭЦ Г8	16	16,5	4,76
ПаГРЭС 220 кВ	220	233,98	6,36
ПаГРЭС Н1	220	237,58	7,99
ПаГРЭС Н2	220	237,58	7,99
ПаГРЭС 110 кВ	110	118,81	8,01
ПаГРЭС 10 кВ	10	11,17	6,35
ПаГРЭС Г1	16	16,5	4,76

## Продолжение таблицы 30

1	2	3	4
ПаГРЭС ГЗ	16	16,73	6,22
ПС Контейнерная 110 кВ	110	118,77	7,97
ПС Контейнерная 10 кВ	10	10,65	6,54
ПС Порт 110 кВ	110	117,93	7,21
ПС Порт 10 кВ	10	10,56	5,59

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах, а анализируя токовую загрузку ЛЭП делаем вывод что ток по линиям не превышает длительно допустимых значений. В таблицах представлены узлы, отклонение которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах представлены максимально загруженные ЛЭП.

Вариант 3 нормальный и послеаварийный режим изображены на рисунках 17 и 18 соответственно.

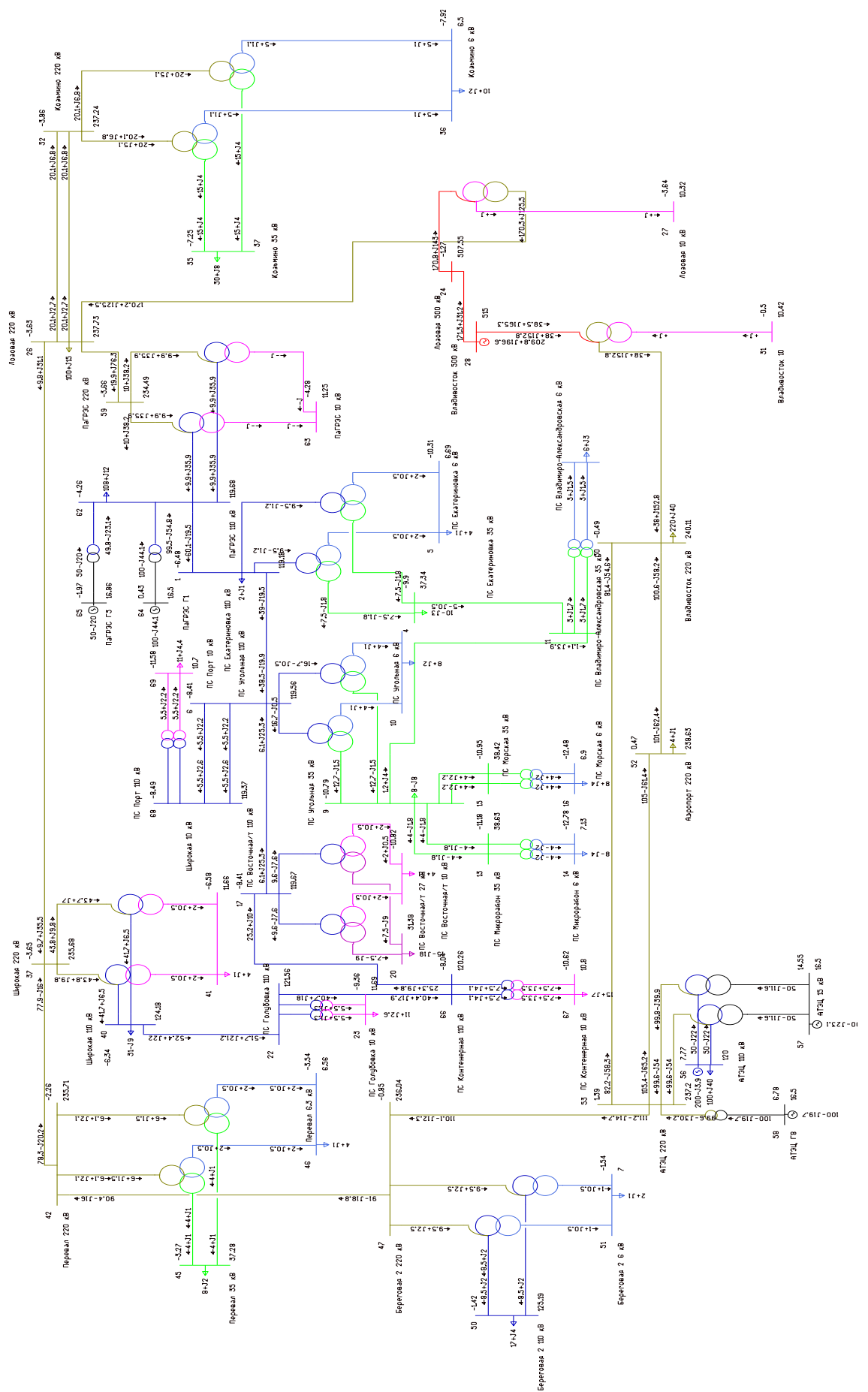


Рисунок 17 – Вариант 3 нормальный режим

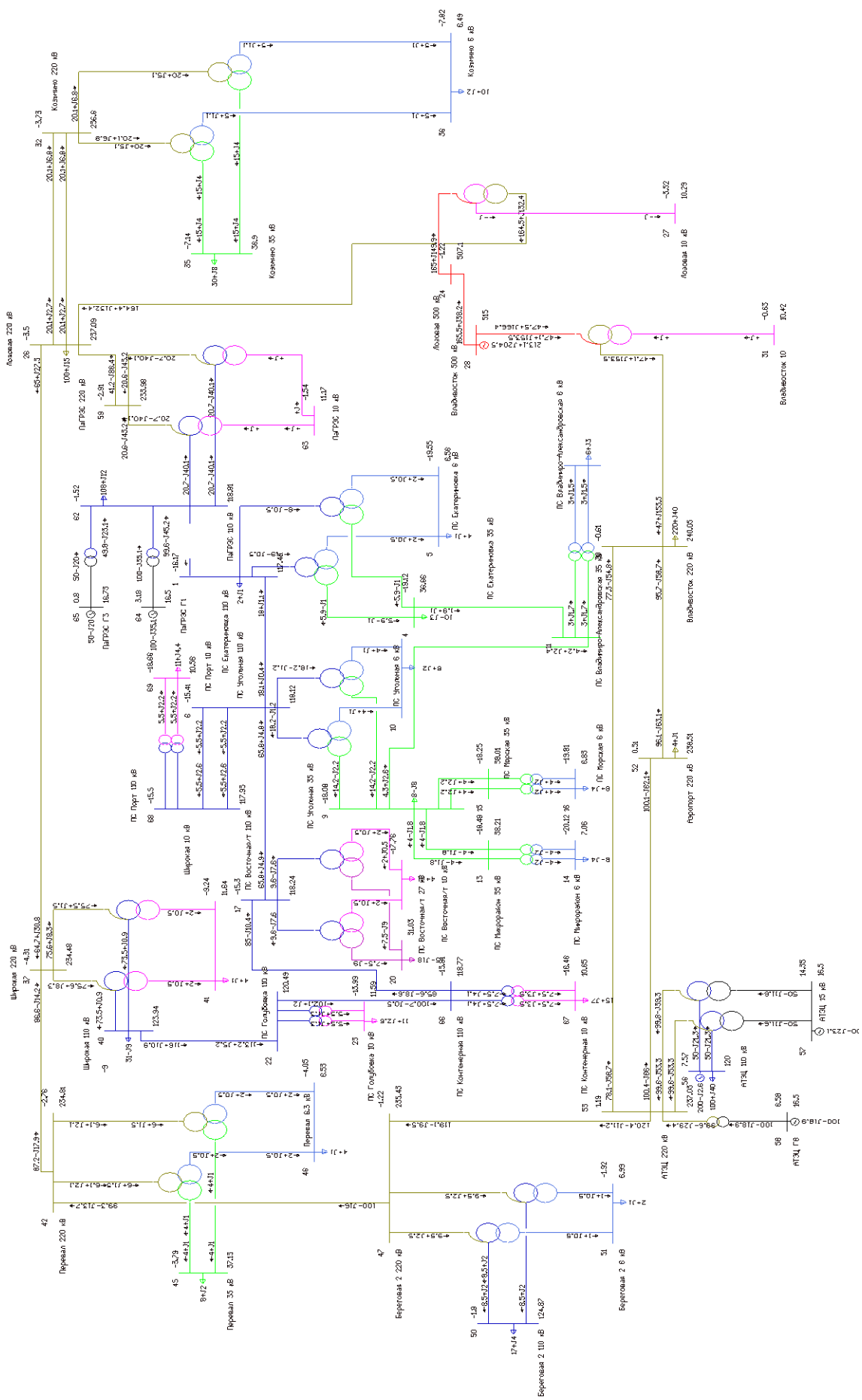


Рисунок 18 – Вариант 3 послеаварийный режим

3.2.4 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Контейнерная и ПС Порт к существующим сетям на напряжение 110 кВ.

При подключении ПС Контейнерная к существующим сетям необходимо строительство ВЛ 110 кВ Широкая – Контейнерная протяженностью 29 км. Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Контейнерная предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН –16000/110/10.5. При подключении ПС Порт к существующим сетям 110 кВ необходимо строительство ВЛ 110 кВ Угольная – Порт протяженностью 22 км. Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Порт предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН –10000/110/10.5. Также будет построена ВЛ 110 кВ Порт – Контейнерная для осуществления еще одной связи 110 кВ в данном районе протяженностью 15 км. Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС, будут выполнены проводами марки АС–185 расчеты приведены в приложении Б. Для ПС Контейнерная выбираем следующие типовые схемы РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Мостик (5Н).

Схема РУ НН (10 кВ): «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9). Для ПС Порт выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Мостик (5Н).

Схема РУ НН (10 кВ): «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9). Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Токовая загрузка ЛЭП в нормальном и послеаварином режиме приведена в таблицах 31, 33, 35. Отклонение напряжения в нормальном и послеаварином режиме приведены в таблицах 32, 34, 36 соответственно.

Таблица 31 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ПаГРЭС 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	276	510	54,4
АТЭЦ 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	294	690	43,7
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	287	690	41,6

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4
АТЭЦ 220 кВ – Береговая 2 220 кВ	273	690	39,8
Владивосток 220 кВ – АТЭЦ 220 кВ	245	630	38,9
ПС Угольная 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	193	510	37,8
Широкая 110 кВ – ПС Контейнерная 110 кВ	176	510	34,6
Береговая 2 220 кВ – Перевал 220 кВ	227	690	33,2
Перевал 220 кВ – Широкая 220 кВ	196	690	28,9
Лозовая 220 кВ – ПаГРЭС 220 кВ	180	690	26,1
Лозовая 500 кВ – Владивосток 500 кВ	194	1000	25,3
ПС Голубовка 110 кВ – Широкая 110 кВ	137	610	22,7
ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Угольная 110 кВ	113	510	22,2
ПС Угольная 35 кВ – ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	70	330	21,2
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	68	330	20,6
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	68	330	20,6
ПС Контейнерная 110 кВ – ПС Порт 110 кВ	97	510	18,9
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	65	380	17
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	65	380	17
Лозовая 220 кВ – Широкая 220 кВ	108	690	15,7
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ – ПС Екатериновка 35 кВ	68	445	15,4
ПС Голубовка 110 кВ – ПС Восточная/т 110 кВ	86	610	14
ПС Угольная 110 кВ – ПС Порт 110 кВ	39	510	7,8
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5

Таблица 32 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	d U, %
ПС Контейнерная 110 кВ	110	121,68	10,62
ПС Контейнерная 10 кВ	10	10,93	9,3
ПС Порт 110 кВ	110	122,1	11
ПС Порт 10 кВ	10	10,95	9,55

Таблица 33 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4
Широкая 110 кВ – ПС Контейнерная 110 кВ	271	510	53,1
АТЭЦ 220 кВ – Береговая 2 220 кВ	290	690	42,4
АТЭЦ 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	285	690	42,4
ПС Голубовка 110 кВ – Широкая 110 кВ	251	610	41,2
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	278	690	40,3
ПС Контейнерная 110 кВ – ПС Порт 110 кВ	200	510	39,2
Владивосток 220 кВ – АТЭЦ 220 кВ	238	630	37,8
Береговая 2 220 кВ – Перевал 220 кВ	244	690	35,7
Лозовая 220 кВ – ПаГРЭС 220 кВ	239	690	34,7
ПС Голубовка 110 кВ – ПС Восточная/т 110	201	610	33
Перевал 220 кВ – Широкая 220 кВ	214	690	31,5
ПС Угольная 110 кВ – ПС Порт 110 кВ	153	510	30
Лозовая 500 кВ – Владивосток 500 кВ	187	1000	24,8
Лозовая 220 кВ – Широкая 220 кВ	165	690	23,9
ПС Угольная 35 кВ – ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	75	330	22,8
ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Угольная 110 кВ	116	510	22,8
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	67	330	20,3
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	67	330	20,3



Продолжение таблицы 33

1	2	3	4
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	64	380	16,8
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	64	380	16,8
ПС Угольная 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	84	510	16,5
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ – ПС Екатериновка 35 кВ	29	445	6,6
ПаГРЭС 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ		510	

Таблица 34 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
ПС Контейнерная 110 кВ	110	123,84	12,58
ПС Контейнерная 10 кВ	10	11,13	11,34
ПС Порт 110 кВ	110	123,55	12,32
ПС Порт 10 кВ	10	11,09	10,92

Таблица 35 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ПаГРЭС 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	298	510	58,7
ПС Голубовка 110 кВ – Широкая 110 кВ	274	610	45,1
АТЭЦ 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	294	690	43,7
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	287	690	41,6
ПС Угольная 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	205	510	40,2
АТЭЦ 220 кВ – Береговая 2 220 кВ	271	690	39,6

Продолжение таблицы 35

1	2	3	4
ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Угольная 110 кВ	199	510	39,1
Владивосток 220 кВ – АТЭЦ 220 кВ	245	630	38,9
ПС Голубовка 110 кВ – ПС Восточная/т 110 кВ	222	610	36,3
Береговая 2 220 кВ – Перевал 220 кВ	225	690	33
Перевал 220 кВ – Широкая 220 кВ	195	690	28,8
ПС Угольная 110 кВ – ПС Порт 110 кВ	142	510	27,8
Лозовая 220 кВ – ПаГРЭС 220 кВ	192	690	27,8
Лозовая 500 кВ – Владивосток 500 кВ	195	1000	25,3
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	69	330	20,9
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	69	330	20,9
ПС Угольная 35 кВ – ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	63	330	19,2
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	66	380	17,3
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	66	380	17,3
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ – ПС Екатериновка 35 кВ	75	445	16,9
ПС Контейнерная 110 кВ – ПС Порт 110 кВ	83	510	16,4
Лозовая 220 кВ – Широкая 220 кВ	93	690	13,5
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
Широкая 110 кВ – ПС Контейнерная 110 кВ		510	

Таблица 34 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
ПС Контейнерная 110 кВ	110	118,4	7,64
ПС Контейнерная 10 кВ	10	10,62	6,2
ПС Порт 110 кВ	110	118,83	8,03
ПС Порт 10 кВ	10	10,65	6,45

Таблица 35 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ПаГРЭС 110 кВ – ПС Екатериновка 110 кВ	280	510	55,2
АТЭЦ 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	294	690	43,7
Владивосток 220 кВ – Аэропорт 220 кВ	287	690	41,6
АТЭЦ 220 кВ – Береговая 2 220 кВ	273	690	39,8
Владивосток 220 кВ – АТЭЦ 220 кВ	245	630	38,9
ПС Угольная 110 кВ – ПС Екатериновка 110	194	510	38,1
Береговая 2 220 кВ – Перевал 220 кВ	226	690	33,1
Перевал 220 кВ – Широкая 220 кВ	196	690	28,9
ПС Голубовка 110 кВ – Широкая 110 кВ	167	610	27,7
Широкая 110 кВ – ПС Контейнерная 110 кВ	137	510	26,9
Лозовая 220 кВ – ПаГРЭС 220 кВ	183	690	26,5
Лозовая 500 кВ – Владивосток 500 кВ	194	1000	25,3
ПС Восточная/т 110 кВ – ПС Угольная 110 кВ	126	510	24,6
ПС Угольная 35 кВ – ПС Владимиро–Александровская 35 кВ	68	330	20,7
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	68	330	20,7
ПС Угольная 35 кВ – ПС Морская 35 кВ	68	330	20,7
ПС Голубовка 110 кВ – ПС Восточная/т 110 кВ	116	610	19

## Продолжение таблицы 35

1	2	3	4
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	65	380	17,1
ПС Угольная 35 кВ – ПС Микрорайон 35 кВ	65	380	17,1
ПС Владимиро–Александровская 35 кВ – ПС Екатериновка 35 кВ	70	445	15,7
Лозовая 220 кВ – Широкая 220 кВ	104	690	15,1
ПС Контейнерная 110 кВ – ПС Порт 110 кВ	58	510	11,3
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
Лозовая 220 кВ – Козьмино 220 кВ	52	690	7,5
ПС Угольная 110 кВ – ПС Порт 110 кВ		510	

Таблица 36 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
ПС Контейнерная 110 кВ	110	122,7	11,55
ПС Контейнерная 10 кВ	10	11,03	10,26
ПС Порт 110 кВ	110	122,42	11,29
ПС Порт 10 кВ	10	10,99	9,85

Вариант 4 схема нормального и послеаварийного режима изображены на рисунках 19, 20, 21, 22 соответственно.

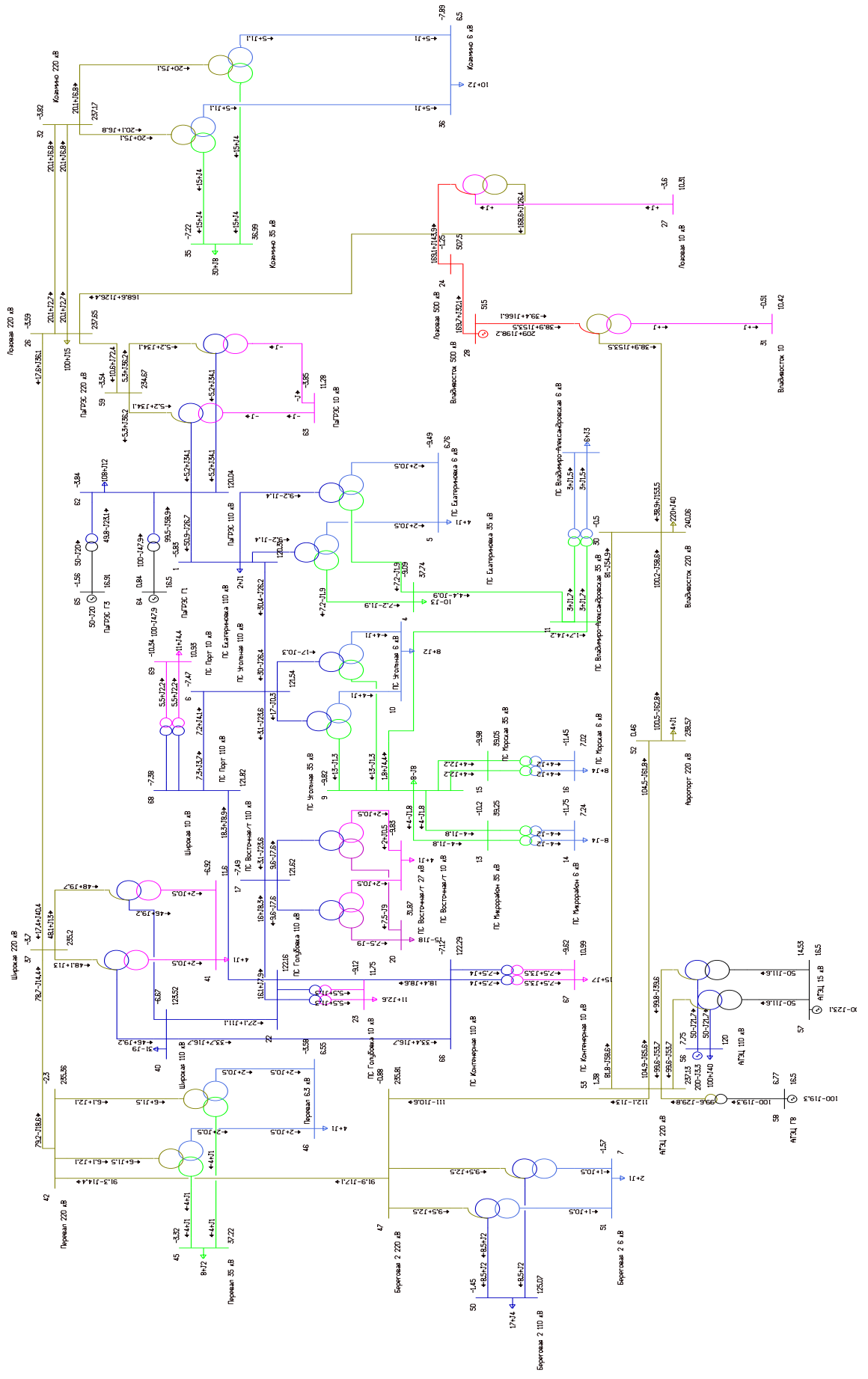


Рисунок 19 – Вариант 4 схема нормального режима

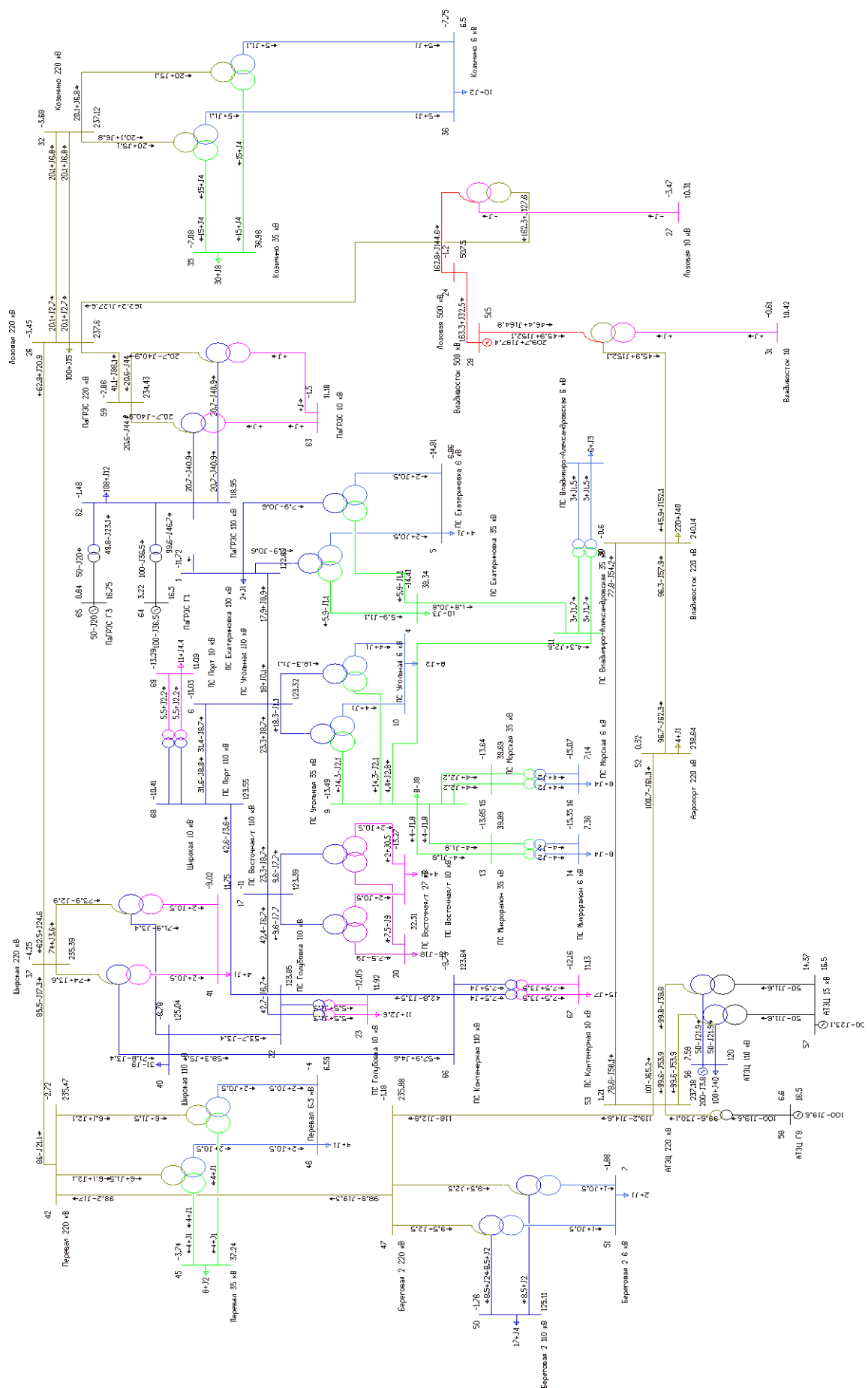


Рисунок 20 – Вариант 4 схема послеаварийного режима

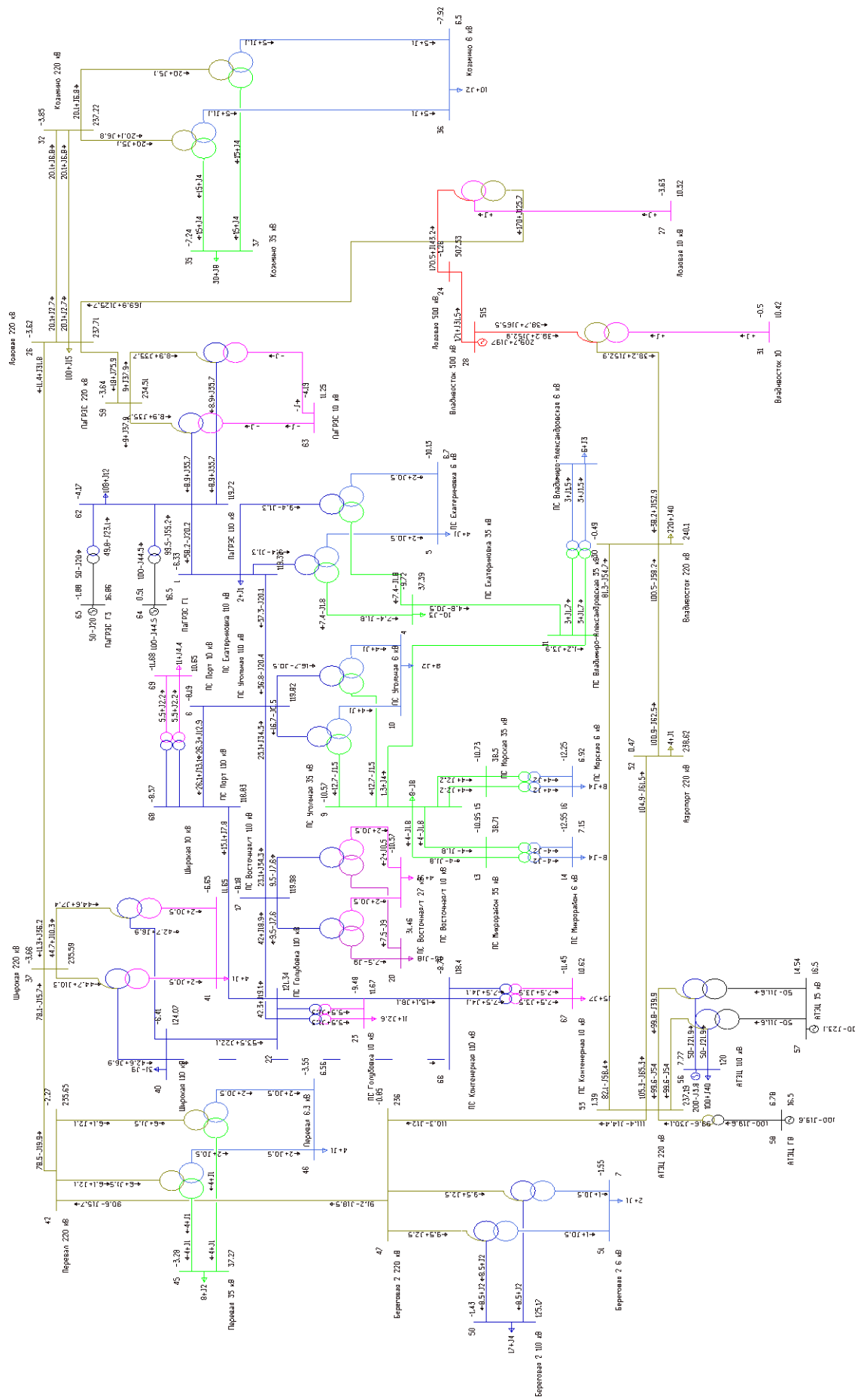


Рисунок 21 – Вариант 4 схема послеаварийного режима

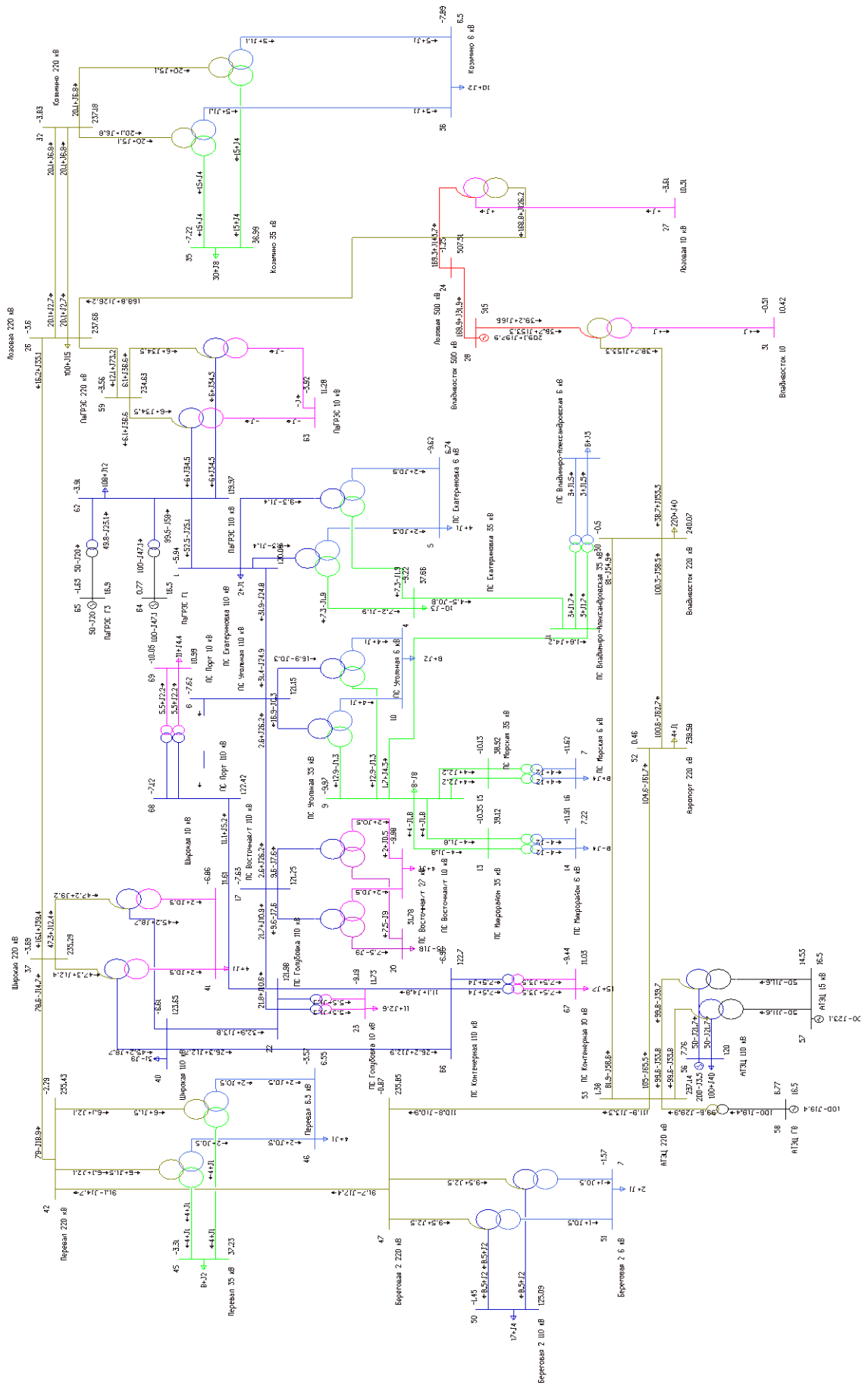


Рисунок 22 – Вариант 4 схема послеаварийного режима



Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения и токовая нагрузка по оборудованию в сети находятся в допустимых. В таблицах представлены узлы, отклонение напряжения в которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах представлены максимально загруженные ЛЭП. Остальные ЛЭП, не перечисленные в таблицах, имеют коэффициент загрузки менее 30% и являются недогруженными. В послеаварийном режиме также напряжения в узлах сети и токовая нагрузка по оборудованию остаются в допустимых пределах.

## 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Цель данного пункта является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности.

### 4.1 Капиталовложения

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

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

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (13)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. стоимость распределительных устройств;
2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;
6. затраты на временные здания и сооружения, проектно–изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5):

1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

1,0–1,2 % – содержание службы заказчика–застройщика, строительный контроль;

10,0–11,0 % – проектно–исследовательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (14)$$

где  $K_{ТР}$  – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$  – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$  – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (15)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии [31];

$l$  – длина трассы;

$K_{ВЛ*}$  – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ;

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции  $K_{инф} = 11.6$ , при условии, что цены взяты за 2000 год.

Расчёт капиталовложений для вариантов подключения объектов на напряжение 110 кВ и 35 кВ приведён в приложении Б.

Результаты расчета капиталовложений для вариантов сведены в таблицы 37, 38, 39, 40.

Таблица 37 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	86191
Трансформаторы	21000
Постоянная часть затрат	10340
Стоимость распределительных устройств	9350

Таблица 38 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	68300
Трансформаторы	18200
Постоянная часть затрат	10340
Стоимость распределительных устройств	3700

Таблица 39 – Капиталовложения для варианта №3

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	86230
Трансформаторы	23400
Постоянная часть затрат	10340
Стоимость распределительных устройств	15000

Таблица 40 – Капиталовложения для варианта №4

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	114700
Трансформаторы	23400
Постоянная часть затрат	10340
Стоимость распределительных устройств	15000

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

– вариант №1:  $K_{\text{общ}} = 783366.034$  тыс.руб;

– вариант №2:  $K_{\text{общ}} = 734200$  тыс.руб;

– вариант №2:  $K_{\text{общ}} = 911600$  тыс.руб;

– вариант №4:  $K_{\text{общ}} = 1006000$  тыс.руб.

## 4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{\text{Э.Р}} + I_{\Delta W}, \quad (16)$$

где  $I_{AM}$  – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{\text{Э.Р}}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$  – затраты на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (17)$$

где  $\alpha_{\text{тэоВЛ}}$ ,  $\alpha_{\text{тэоПС}}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ( $\alpha_{\text{тэоВЛ}} = 0,007\%$ ;  $\alpha_{\text{тэоПС}} = 0.05\%$ ).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (18)$$

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

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принята 2.84 руб/ кВт·ч [14].

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

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (19)$$

где  $K$  – капиталовложение в соответствующие оборудование;  
 $a_p$  – норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.  
 ния.

Расчёт эксплуатационных издержек вариантов приведён в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Издержки

Вариант	$I_{э.р.}$ , тыс.руб	$I_{ам.рен.}$ , тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	$I$ , тыс.руб
№1	2932	8075	9769	20780
№2	3285	7360	9230	19880
№3	3481	9062	8520	21370
№4	3592	10340	8520	22550

### 4.3 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 [21]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (20)$$

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 41.

Таблица 41 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	783366.034	20780	99113
2	734200	19880	93294
3	911600	21370	112534
4	1006000	22550	123126

Из предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №2, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети минимальные по сравнению с другими вариантами.

#### **4.4 Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения**

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория. Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба.

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб  $U_0$  из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит

от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left( y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (39)$$

где  $y_0$  – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт\*ч;

$P_n$  – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$  – продолжительность отключения электроснабжения, ч;

$y_{вн}$  – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт[23];

$P_{техн.бр}$  – мощность технологической брони потребителя, кВт.

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (40)$$

где  $\sigma_{техн.бр}$  – доля нагрузки технологической брони.

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$Y = y \cdot T_{ср} \cdot c, \quad (41)$$

где  $T_{ср}$  – среднее время отключения потребителя в год, ч;

$c$  – тариф на электроэнергию, равен 1,5 руб/кВт\*ч.

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №2 приведён в приложении Б.

$$y = 0.6 \cdot 15 \cdot 1 + \left( 0.6 + \frac{1.5}{1} \right) \cdot 13.5 \cdot 1 = 37.35 \text{ MBm.}$$

$$Y = 37350 \cdot 134.2 \cdot 1.5 = 7522 \text{ тыс. руб.}$$



Результаты расчета для вариантов представлен в таблице 42.

Таблица 42 – Расчет величины ущерба для вариантов

Объект	у, кВт	T <sub>ср</sub> , ч	У, тыс.руб
ПС Контейнерная	37350	134.265	7522
ПС Порт	27390	134.485	5525

#### 4.5 Оценка экономической эффективности проекта

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

Оценка экономической эффективности варианта №2

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (21)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (22)$$

где  $P_H$  – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

$T_{\max}$  – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5200 ч.

$$W_t = 23740 \cdot 5500 = 130600 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 130600 \cdot 2 = 261100 \text{ тыс.руб}.$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{\text{от}} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (23)$$

где  $K_t$  – суммарные капиталовложения в год;

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки в год;

$У_t$  – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (P_{\delta t}). \quad (24)$$

Величина прибыли после вычета налогов ( $P_{чt}$ ) численно равна прибыли от реализации ( $P_{\delta t}$ ) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$P_{чt} = P_{\delta t} - H_t; \quad (25)$$

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

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (26)$$

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 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 23.

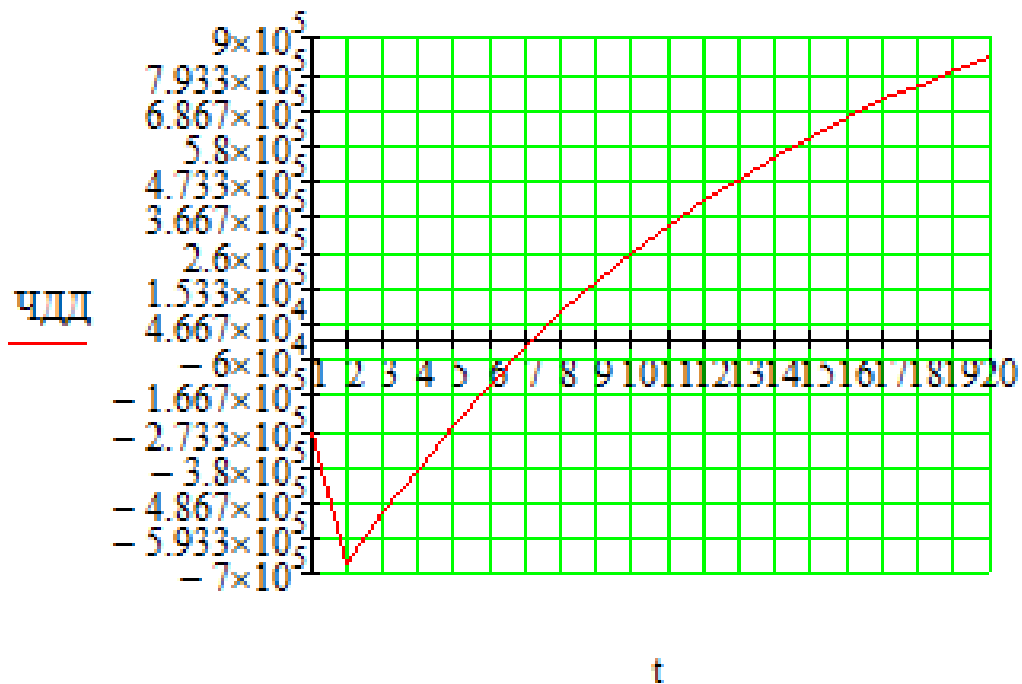


Рисунок 23 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 8 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно–привлекательным и рекомендуется к реализации.

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 [31]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \tag{27}$$

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 год) равна 20%.

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем 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 варианта №1 в приложении Б.

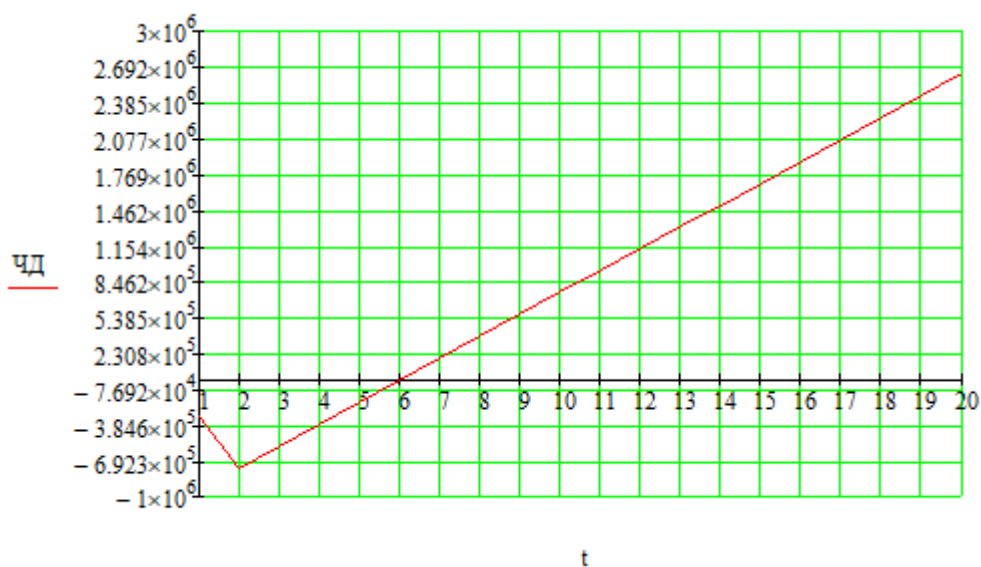


Рисунок 24 – График ЧД вариант 2

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 734.2 миллионов руб. составит 6 лет. Проект является эконо-

мически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД $>1$  (ИДД=2.153). Рентабельность проекта составит 25.73% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период – 20 лет).

Оценка экономической эффективности варианта №1. Результаты расчета представлены в приложении Б. Графики ЧДД и ЧД представлена на рисунках 25 и 26 соответственно.

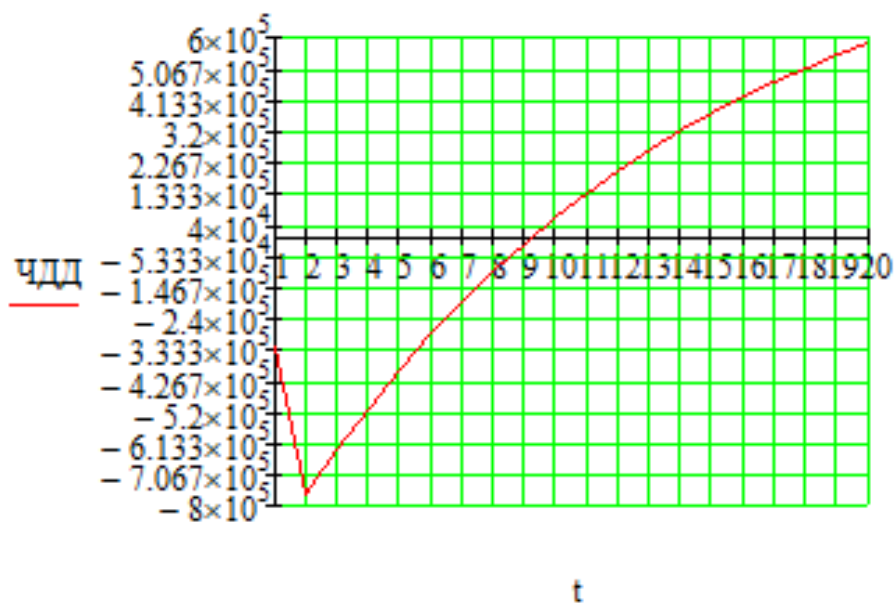


Рисунок 25 – График ЧДД вариант 1

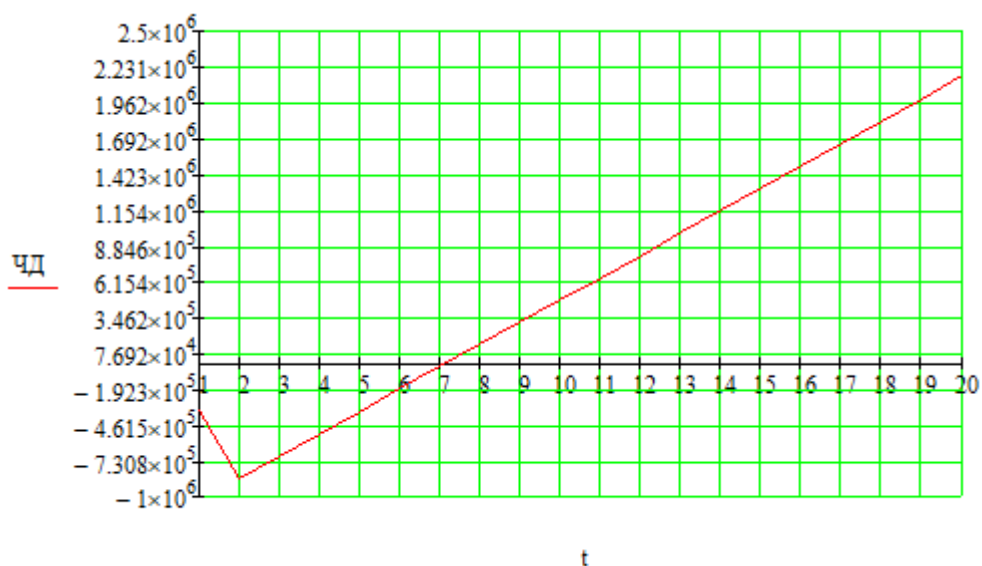


Рисунок 26 – График ЧД вариант 1

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капи-

таловложениях в 783.4 миллионов руб. составит 7 лет и 3 месяца. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=1.75). Рентабельность проекта составит 21.45 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период – 20 лет).

Оценка экономической эффективности варианта №3. Результаты расчета представлены в приложении Б. Графики ЧДД и ЧД представлена на рисунках 27 и 28 соответственно.

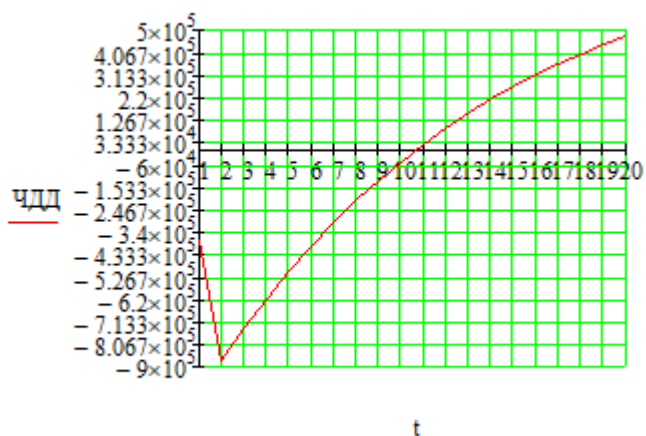


Рисунок 27 – График ЧДД вариант 3

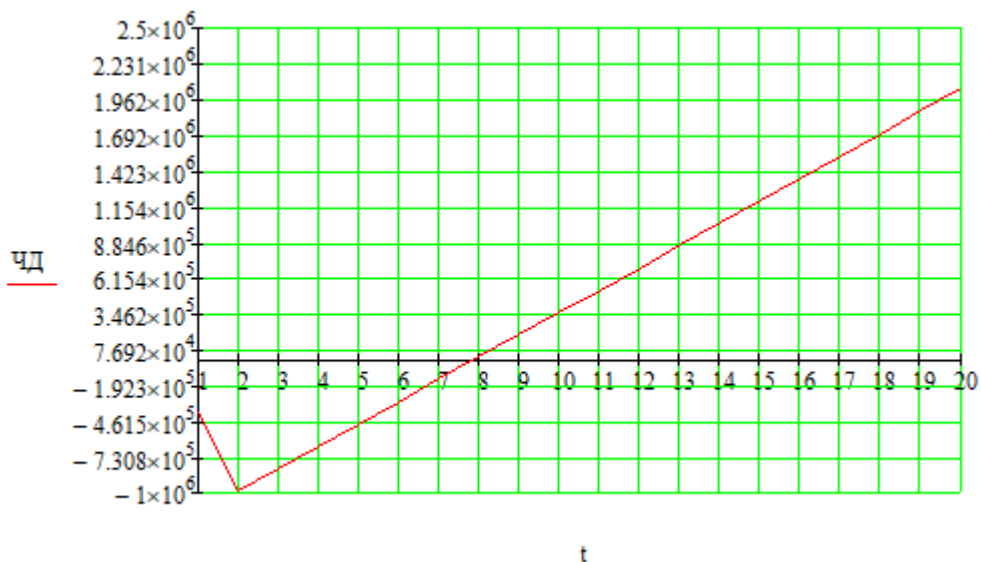


Рисунок 28 – График ЧД вариант 3

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 911 миллионов руб. составит 7 лет и 9 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций  $IDД > 1$  ( $IDД = 1.52$ ). Рентабельность проекта составит 18.49 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период – 20 лет).

Оценка экономической эффективности варианта №4. Результаты расчета представлены в приложении Б. Графики ЧДД и ЧД представлена на рисунках 29 и 30 соответственно.

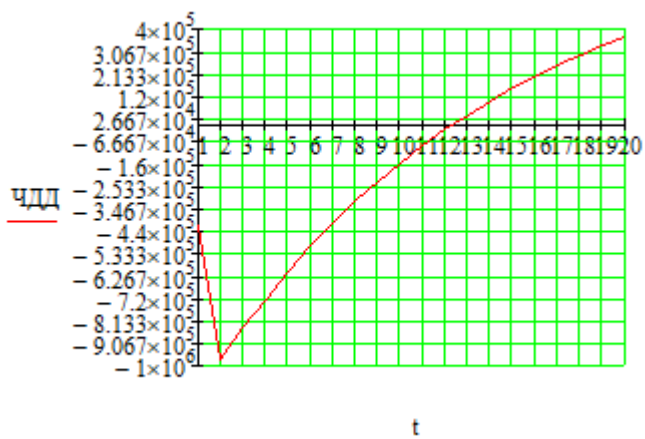


Рисунок 29 – График ЧДД вариант 4

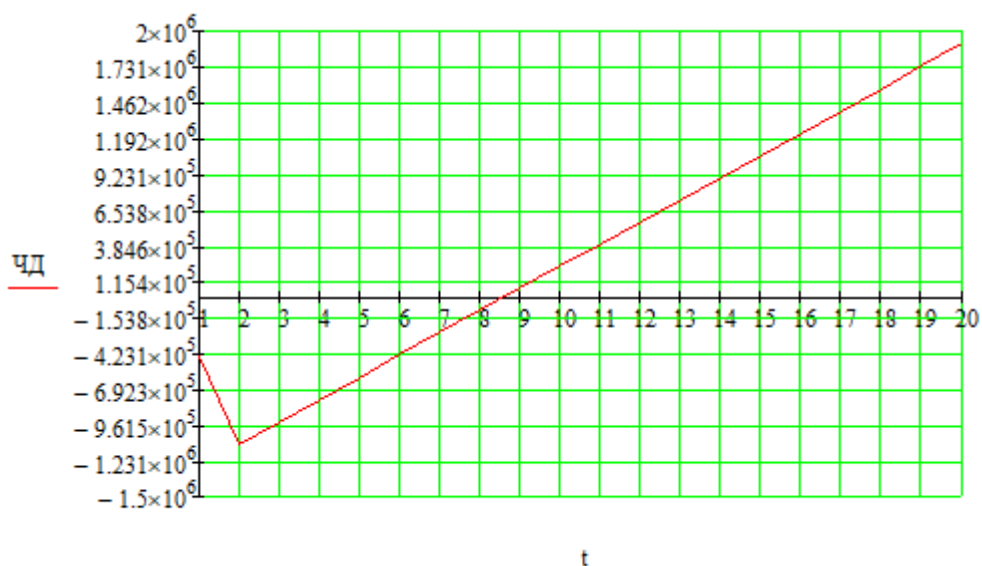


Рисунок 30 – График ЧД вариант 4

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 1022 миллионов руб. составит 8 лет 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций  $IDД > 1$  ( $IDД = 1.36$ ). Рентабельность проекта составит 16.35 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период – 20 лет).



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрен вопрос подключения ПС Контейнерная и Порт в Приморском крае.

В ходе выполнения магистерской диссертации был проведён структурный и режимный анализ участка существующей электрической сети Приморского края. Выявлены слабые места электрической сети данного района, к которым относятся слабые связи, которыми обладают отпаечные подстанции 110 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети.

Осуществлён выбор оптимального варианта развития электрической сети на основании расчётов экономической эффективности. По данным расчета самым экономически привлекательным является вариант 2 при подключении ПС Контейнерная и ПС Порт к сетям 35 кВ.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Алюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электронный ресурс]. Режим доступа:
- 2 Баглейбтер О.И. Трансформатор тока в сетях релейной защиты. Противодействие насыщению ТТ апериодической составляющей тока КЗ // Новости ЭлектроТехники. 2008. № 5(53).
- 3 В.А. Овсейчук Обеспечение надежности электроснабжения в условиях рыночной экономики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://news.elteh.ru/arh/2011/67/03.php> – 30.03.2022.
- 4 Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций./ А.А Васильев – М. : Энергия, 2015.
- 5 Воропай Н.И. Основные положения концепции обеспечения надежности в электроэнергетике / доклад на отраслевой конференции Торгово–промышленной палаты РФ 25.02.2010 г. «Надежность и безопасность энергетических объектов и оборудования».
- 6 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. Пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов н/Д: Феникс, 2006. – 719 с.
- 7 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. / Ю.Б. Гук– М. / Энергоатомиздат, 2016.
- 8 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.
- 9 Строев В.А. 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.

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

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

12 Методика расчета цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности в электроэнергетике / ЗАО ПФК «СКАФ»: Отчет по Госконтракту с ФСТ России, 2006, тома 1–3.

13 Методические указания по расчету уровня надежности и качества услуг, реализуемых территориальными сетевыми организациями / Приказ Минэнерго РФ от 29.06.2010 № 296.

14 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 139 с.

15 Мясоедов, Ю. В. Электрические станции и подстанции : учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 201 с. — Текст : электронный // Лань : электронно–библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156454>

16 Непомнящий В.А., Овсейчук В.А., Епифанцев С.Н. Надежность в задачах развития, управления и эксплуатации электроэнергетических систем и электрических сетей в условиях рыночных отношений (методы, модели и практика расчетов). М.: ИИЦ ИПКГосслужбы, 2010.

27 Непомнящий В.А. Проблемы надежности электроснабжения и их влияние на экономику электроэнергетики // Энергорынок. 2009. № 9. С. 22–26.

18 Непомнящий В.А. Учет надежности при проектировании энергосистем. М.: Энергия, 1978.

19 Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. М.: Изд. дом МЭИ, 2010.

- 20 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.,
- 21 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015.
- 22 Неуймин В.Г. Пособия по работе с программой RastrWin/ В.Г. Неуймин [Эл
- 23 Основы современной энергетики: учебник для вузов в 2 т. / под общ. ред. чл.–корр. РАН Е.А. Аметистова. – М.: Изд. дом МЭИ, 2008.
- 24 О затратах сетевой организации на покупку потерь в собственных сетях [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://drsk.ru/poteri\\_po\\_godam.html](http://drsk.ru/poteri_po_godam.html) – 1.02.2022
- 25 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.
- 26 Пастухова И.В. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения. / И.В. Пастухова, Л.Г. Насановский– Информационный вестник №3 (14)
- 27 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
- 28 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2014.
- 29 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд–во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 30 Савина, Н. В. Практикум по электрическим сетям : учебное пособие / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, В. Ю. Маркитан. — Благовещенск : АмГУ, 2014. — 254 с. — Текст : электронный // Лань : электронно–библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156469> (дата обращения: 12.04.2022).

31 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.

32 Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : методические указания / Н. В. Савина. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 65 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156471> (дата обращения: 12.03.2022).

33 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции: учебное пособие для высшего профессионального образования/ Ю.Д. Сибикин. – М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.

34 Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 392 с.

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

36 СТО 59012820–29.240.30.003–2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132 с.

37 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на период 2021–2026 годов.

38 Схема нормального зимнего режима электрических соединений Приморских электрических сетей, зимний режим 2021 г;

39 Схема потокораспределения Приморских электрических сетей за 2021 г;

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

41 Создание новых подстанций [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://forca.ru/stati/podstancii/sozdanie-novyh-podstanciy.html> – 1.02.2022

42 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> – 1.02.2022

43 Таблица индивидуальных тарифов [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.drsk.ru/individualnye\\_tarify\\_20.html](http://www.drsk.ru/individualnye_tarify_20.html) – 1.02.2022

44 Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем : моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. – Новосибирск : Наука, 2002. – 344 с.

45 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с.

46 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.

47 Шевцов М. В. Передача дискретных сигналов между УРЗА по цифровым каналам связи // Релейщик. 2009. № 1.

48 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.

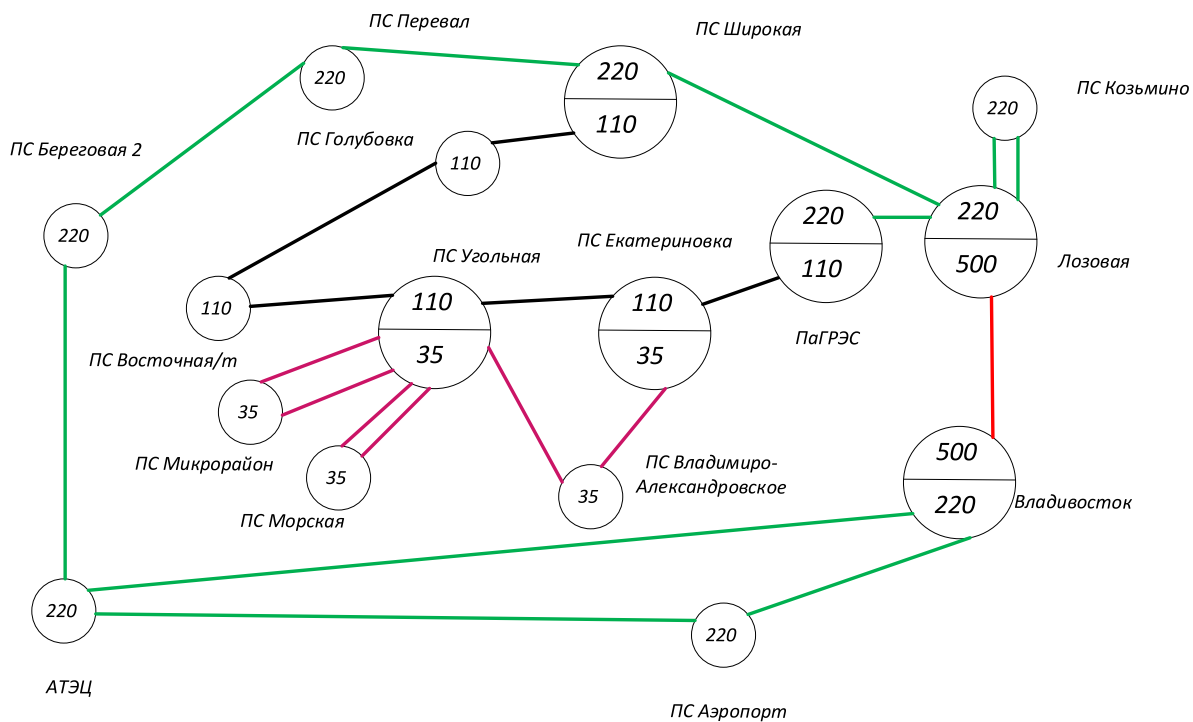
49 Электроэнергетические системы и сети: учеб. пособие для бакалавриата и магистратуры / В. Я. Ушаков. – М : Издательство Юрайт, 2016. – 446 с. – Серия : Университеты России.

50 Электрические подстанции: перспективы развития [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://marketelectro.ru/content/elektricheskie\\_podstancii\\_perspektivy\\_razvitiyal](https://marketelectro.ru/content/elektricheskie_podstancii_perspektivy_razvitiyal) – 1.02.2022

51 Brunner C., Apostolov A. IEC 61850 Brand New World. PAC World Magazine. Summer 2007.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Граф рассматриваемого эквивалента сети



## Приложение Б. Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей:

$$K_{уд110} := 1.75 \quad I_{но110} := 7.35 \quad T_{a110} := 0.3 \quad K_{уд10} := 1.85 \quad T_{a10} := 0.6 \quad I_{но102} := 29.34$$

$$i_{уд110} := \sqrt{2} \cdot K_{уд110} \cdot I_{но110} = 18.19 \quad i_{уд102} := \sqrt{2} \cdot K_{уд10} \cdot I_{но102} = 76.762$$

$$B_{крас110} := I_{но110}^2 (1.02 + T_{a110}) = 71.31 \quad B_{крас10} := I_{но102}^2 (1.02 + T_{a10}) = 1.395 \times 10^3$$

$$i_{ар110} := \sqrt{2} \cdot I_{но110} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a110}}} = 10.054 \quad i_{ар102} := \sqrt{2} \cdot I_{но102} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a10}}} = 40.807$$

$$I_{раб10.5} := \frac{\sqrt{15^2 + 7^2}}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 0.91 \quad I_{раб110} := \frac{\sqrt{15^2 + 7^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.087 \quad I_{раб35} := \frac{\sqrt{11^2 + 4.4^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0.195$$

\*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО  
5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{эл} + K_{тс}) \cdot K_{инф}$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{эл} := C_0 \cdot l$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{эл} := C_0 \cdot l \quad l_1 := 19 \quad l_2 := 12 \quad l_3 := 22$$

$$C_{185} := 1890 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{150} := 1690 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{70} := 1790 \quad \text{тыс.руб/км}$$

Вариант №1.

$$K_{эл1} := C_{185} \cdot l_1 + l_3 \cdot C_{70} = 75290 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

3,18% - содержание службы заказчика, строительный контроль;

8% - проектно-изыскательные работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации.



Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл}1} := K_{\text{вл}1} + K_{\text{вл}1} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 86191.992 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{вл}2} := C_{150} \cdot I_2 + I_3 \cdot C_{70} = 5.966 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл}2} := K_{\text{вл}2} + K_{\text{вл}2} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 6.83 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №3.

$$K_{\text{вл}3} := C_{150} \cdot I_1 + I_3 \cdot 2460 = 8.623 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл}3} := K_{\text{вл}3} + K_{\text{вл}3} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 9.872 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №4.

$$K_{\text{вл}4} := C_{185} \cdot (I_1 + I_2 + I_3) = 1.002 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл}4} := K_{\text{вл}4} + K_{\text{вл}4} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.147 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ку}}$$

$K_{\text{пост}}$  - постоянная часть затрат;

$K_{\text{ру}}$  - стоимость распределительных устройств;

$K_{\text{тр}}$  - стоимость трансформаторов;

$K_{\text{ку}}$  - стоимость компенсирующих устройств.

$$K_{\text{пост}} := 10340 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{тр}10110} := 5400 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру}110} := 7500 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{тр}1035} := 4200 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру}35} := 1850 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{тр}1635} := 4900 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр}16110} := 6300 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{тр}25110} := 8400$$

$$K_{\text{пс}1} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру}110} + 2K_{\text{тр}16110} + K_{\text{ру}35} + 2K_{\text{тр}1035} = 4.069 \times 10^4$$

$$K_{\text{пс}2} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру}35} + 2K_{\text{тр}1635} + K_{\text{ру}35} + 2K_{\text{тр}1035} + 2K_{\text{тр}25110} = 4.904 \times 10^4$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$K_{пс3} := K_{пост} + K_{ру110} + 2K_{тр16110} + K_{ру110} + 2K_{тр10110} = 4.874 \times 10^4$$

$$K_{пс4} := K_{пост} + K_{ру110} + 2K_{тр16110} + K_{ру110} + 2K_{тр10110} = 4.874 \times 10^4$$

**Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:**

$$K_{\Sigma пс1} := K_{пс1} + K_{пс1} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 4.658 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma пс2} := K_{пс2} + K_{пс2} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 5.614 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma пс3} := K_{пс3} + K_{пс3} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 5.58 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma пс4} := K_{пс4} + K_{пс4} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 5.58 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

**Капиталовложения на сооружение сети:**

$$K_{инф} := 5.9$$

**Вариант №1.**

$$K_1 := (K_{\Sigma вл1} + K_{\Sigma пс1}) \cdot K_{инф} = 783366.034 \quad \text{тыс.руб}$$

**Вариант №2.**

$$K_2 := (K_{\Sigma вл2} + K_{\Sigma пс2}) \cdot K_{инф} = 7.342 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

**Вариант №3.**

$$K_3 := (K_{\Sigma вл3} + K_{\Sigma пс3}) \cdot K_{инф} = 9.116 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

**Вариант №4.**

$$K_4 := (K_{\Sigma вл4} + K_{\Sigma пс4}) \cdot K_{инф} = 1.006 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

**Затраты на издержки:**

$$И := И_э + И_{вл} + И_{\Delta W}$$

**Эксплуатационные издержки:**

$$\alpha_{э, вл} := 0.007 \quad \alpha_{э, пс} := 0.05$$

**Вариант №1.**

$$И_{э1} := \alpha_{э, вл} \cdot K_{\Sigma вл1} + \alpha_{э, пс} \cdot K_{\Sigma пс1} = 2.932 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

**Вариант №2.**

$$И_{э2} := \alpha_{э, вл} \cdot K_{\Sigma вл2} + \alpha_{э, пс} \cdot K_{\Sigma пс2} = 3.285 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

**Вариант №3.**

$$И_{э3} := \alpha_{э, вл} \cdot K_{\Sigma вл3} + \alpha_{э, пс} \cdot K_{\Sigma пс3} = 3.481 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

**Вариант №4.**

$$И_{э4} := \alpha_{э, вл} \cdot K_{\Sigma вл4} + \alpha_{э, пс} \cdot K_{\Sigma пс4} = 3.593 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

**Амортизационные издержки:**

$$T_{ст, вл} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{ст, пс} := 20 \quad \text{лет}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №1.

$$I_{ам1} := \frac{K_{\Sigma вл1}}{T_{ст.вл}} + \frac{K_{\Sigma пс1}}{T_{ст.пс}} = 8.075 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{ам2} := \frac{K_{\Sigma вл2}}{T_{ст.вл}} + \frac{K_{\Sigma пс2}}{T_{ст.пс}} = 7.36 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №3.

$$I_{ам3} := \frac{K_{\Sigma вл3}}{T_{ст.вл}} + \frac{K_{\Sigma пс3}}{T_{ст.пс}} = 9.371 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №4.

$$I_{ам4} := \frac{K_{\Sigma вл4}}{T_{ст.вл}} + \frac{K_{\Sigma пс4}}{T_{ст.пс}} = 1.043 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} := \Delta W \cdot C_0$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W := \Sigma W_{вл} + \Sigma W_{тр}$$

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{вл1} := 2870$$

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{вл2} := 2680$$

Вариант №3.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{вл3} := 2430$$

Вариант №4.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{вл4} := 2430$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

$$\Sigma W_{тр} := 570$$

Суммарные потери в трансформаторах:

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 3.44 \times 10^6$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 3.25 \times 10^6$$

Вариант №3.

$$\Sigma W_3 := (\Sigma W_{\text{вл3}} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 3 \times 10^6$$

Вариант №4.

$$\Sigma W_4 := (\Sigma W_{\text{вл4}} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 3 \times 10^6$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 2.84 \text{ руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 9769.6 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 9.23 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №3.

$$I_{\Delta W3} := (\Sigma W_3 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 8.52 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №4.

$$I_{\Delta W4} := (\Sigma W_4 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 8.52 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{s1} + I_{\text{ам1}} + I_{\Delta W1} = 2.078 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{s2} + I_{\text{ам2}} + I_{\Delta W2} = 1.988 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №3.

$$I_3 := I_{s3} + I_{\text{ам3}} + I_{\Delta W3} = 2.137 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №4.

$$I_4 := I_{s4} + I_{\text{ам4}} + I_{\Delta W4} = 2.255 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 99113.871 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 93294.900176 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №3.

$$Z_3 := E \cdot K_3 + I_3 = 112534.898568 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №4.

$$Z_4 := E \cdot K_4 + I_4 = 123126.031032 \quad \text{тыс.руб}$$

Из четырех предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №2, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше по сравнению с другими вариантами.

## Продолжение приложение Б. Расчёт в программе Mathcad

\*Для выбранного варианта рассчитать ЧДД, индекс доходности, внутреннюю норму доходности.

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5500 \text{ ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 26000 \text{ кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{ном}} := 0.55$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{ном}} = 2.86 \times 10^4 \text{ кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 0.83$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 2.374 \times 10^4 \text{ кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 2.374 \times 10^4 \text{ кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 1.306 \times 10^8 \text{ кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 2.611 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_2 - И_{\text{эм2}} = 1.252 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$\Pi_{\text{год}} := O - И = 2.486 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := \Pi_{\text{год}} \cdot 0.24 = 5.966 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} := \sum \left[ \frac{\Theta_t}{(1 + E_n)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_2 = 2.937 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_2 = 4.405 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Theta_1 := -И - K_{t1} = -3.062 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\text{Э}_1}{(1 + E_n)^1} = -2.835 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -2.835 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\text{Э}_2 := -И - K_{12} = -4.53 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\text{Э}_2}{(1 + E_n)^2} = -3.884 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{2.} := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -6.719 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\text{Э}_3 := О - И - Н = 1.889 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\text{Э}_3}{(1 + E_n)^3} = 1.5 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{3.} := \text{ЧДД}_{2.} + \text{ЧДД}_3 = -5.219 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{Э} := \text{Э}_3 = 1.889 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^4} = 1.389 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{4.} := \text{ЧДД}_{3.} + \text{ЧДД}_4 = -3.831 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^5} = 1.286 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{5.} := \text{ЧДД}_{4.} + \text{ЧДД}_5 = -2.545 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^6} = 1.191 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{6.} := \text{ЧДД}_{5.} + \text{ЧДД}_6 = -1.354 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^7} = 1.102 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{7.} := \text{ЧДД}_{6.} + \text{ЧДД}_7 = -2.516 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^8} = 1.021 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{8.} := \text{ЧДД}_{7.} + \text{ЧДД}_8 = 7.692 \times 10^4$$

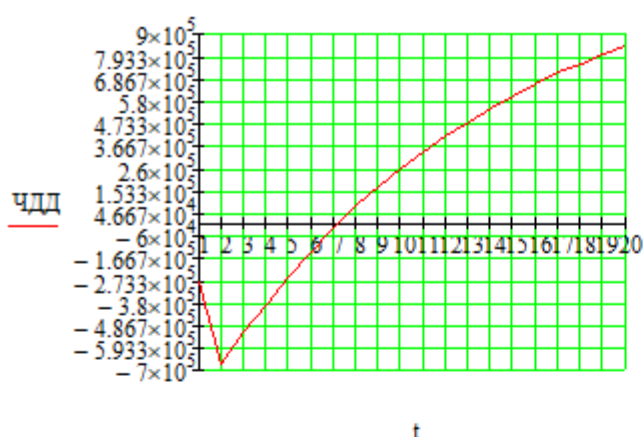
$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^9} = 9.452 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{9.} := \text{ЧДД}_{8.} + \text{ЧДД}_9 = 1.714 \times 10^5$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{10}} = 8.751 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{10.} := \text{ЧДД}_9. + \text{ЧДД}_{10} = 2.589 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{11}} = 8.103 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{11.} := \text{ЧДД}_{10.} + \text{ЧДД}_{11} = 3.4 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 7.503 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{12.} := \text{ЧДД}_{11.} + \text{ЧДД}_{12} = 4.15 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 6.947 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{13.} := \text{ЧДД}_{12.} + \text{ЧДД}_{13} = 4.845 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 6.433 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{14.} := \text{ЧДД}_{13.} + \text{ЧДД}_{14} = 5.488 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 5.956 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{15.} := \text{ЧДД}_{14.} + \text{ЧДД}_{15} = 6.084 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 5.515 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{16.} := \text{ЧДД}_{15.} + \text{ЧДД}_{16} = 6.635 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 5.106 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{17.} := \text{ЧДД}_{16.} + \text{ЧДД}_{17} = 7.146 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{18}} = 4.728 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{18.} := \text{ЧДД}_{17.} + \text{ЧДД}_{18} = 7.619 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{19}} = 4.378 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{19.} := \text{ЧДД}_{18.} + \text{ЧДД}_{19} = 8.056 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{20}} = 4.054 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{20.} := \text{ЧДД}_{19.} + \text{ЧДД}_{20} = 8.462 \times 10^5$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 2.153$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

\*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

Простой срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -3.062 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -3.062 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -4.53 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -7.592 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -5.703 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -3.813 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -1.924 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		

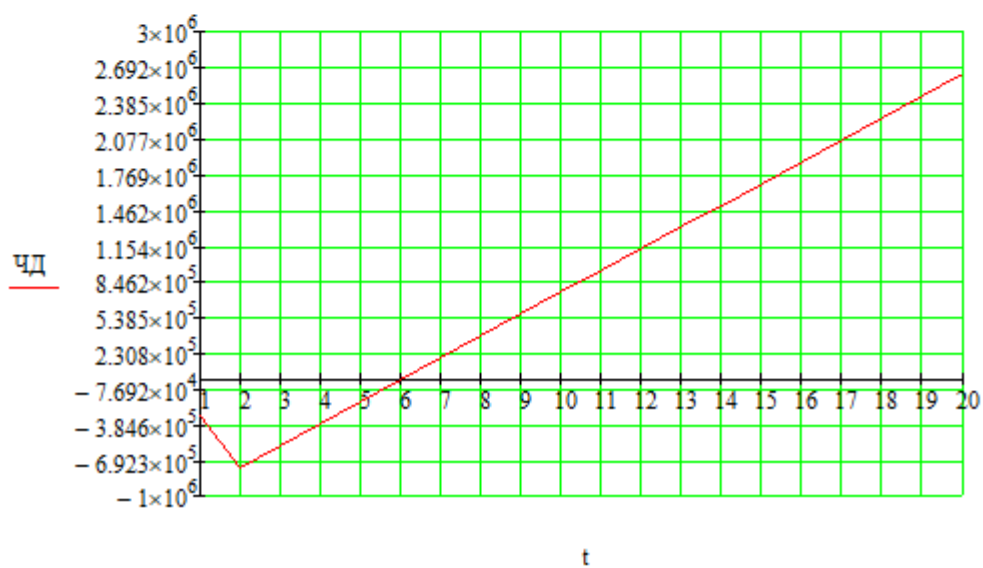


Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = -3.472 \times 10^3$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = 1.855 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = 3.744 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = 5.633 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 7.523 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 9.412 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 1.13 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 1.319 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 1.508 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 1.697 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 1.886 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 2.075 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 2.264 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 2.453 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 2.642 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$\text{чД} :=$ 
 $\left( \begin{array}{l} \text{чД}_1. \\ \text{чД}_2. \\ \text{чД}_3. \\ \text{чД}_4. \\ \text{чД}_5. \\ \text{чД}_6. \\ \text{чД}_7. \\ \text{чД}_8. \\ \text{чД}_9. \\ \text{чД}_{10}. \\ \text{чД}_{11}. \\ \text{чД}_{12}. \\ \text{чД}_{13}. \\ \text{чД}_{14}. \\ \text{чД}_{15}. \\ \text{чД}_{16}. \\ \text{чД}_{17}. \\ \text{чД}_{18}. \\ \text{чД}_{19}. \\ \text{чД}_{20}. \end{array} \right)$



Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Простой срок окупаемости составит 6 лет.

Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 7 лет 3 месяца.

\*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\mathcal{E}_t}{K} \cdot 100$$

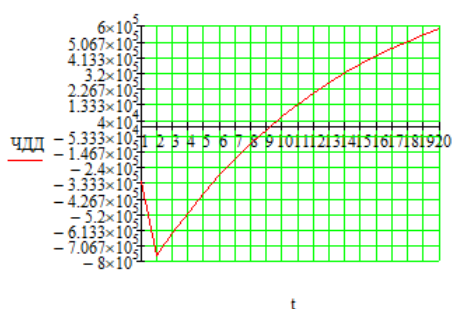
$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_2} \cdot 100 = -41.705 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_2} \cdot 100 = -61.705 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_2} \cdot 100 = 25.734 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 734.2 миллионов руб. составит 7 лет 3 месяца. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=2.151). Рентабельность проекта составит 22.715% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

## Продолжение приложение Б. Расчёт в программе Mathcad



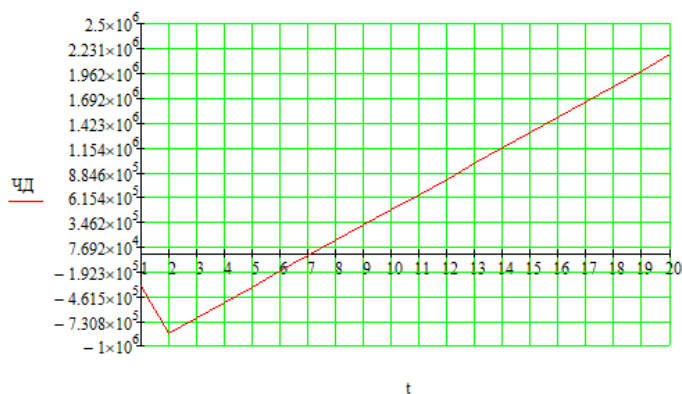
Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 1.748$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

\*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

Простой срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остаётся положительным.



Простой срок окупаемости составит 7 лет 3 месяца.

Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

\*Расчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

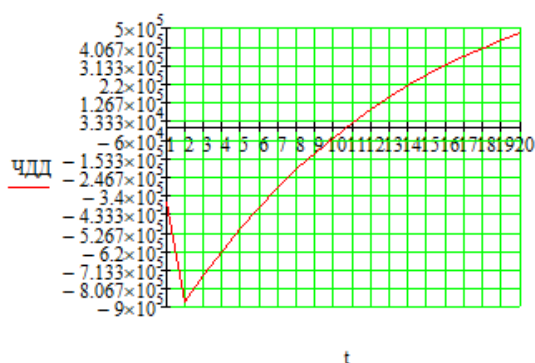
$$R_i := \frac{\mathcal{E}_i}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_1} \cdot 100 = -45.102 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_1} \cdot 100 = -65.102 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_1} \cdot 100 = 21.456 \quad \%$$

## Продолжение приложение Б. Расчёт в программе Mathcad



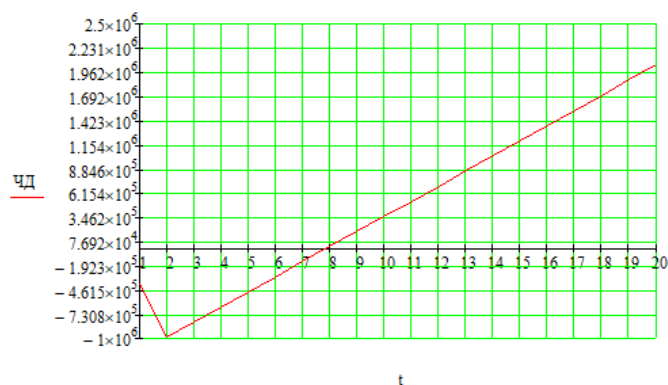
Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_3} + 1 = 1.524$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

\*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

Простой срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остаётся положительным.



Простой срок окупаемости составит 7 лет 9 месяцев.

Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

\*Расчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_1 := \frac{\Theta_1}{K} \cdot 100$$

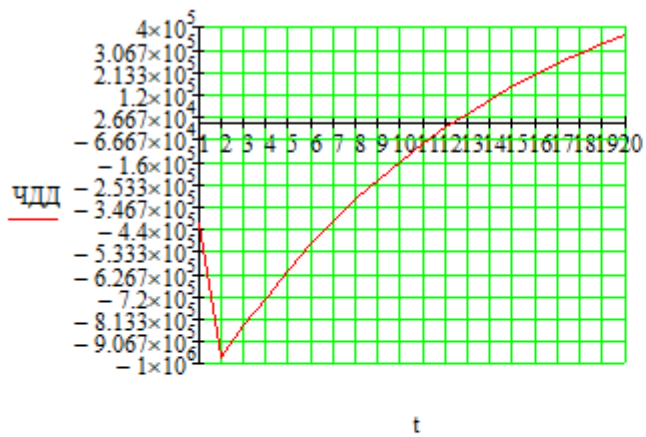
$$R_1 = \frac{\Theta_1}{K_3} \cdot 100 = -44.307 \quad \%$$

$$R_2 = \frac{\Theta_2}{K_3} \cdot 100 = -64.307 \quad \%$$

$$R_3 = \frac{\Theta_3}{K_3} \cdot 100 = 18.495 \quad \%$$

$$K_3 = 9.116 \times 10^5$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_4} + 1 = 1.357$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

Приложение В.  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

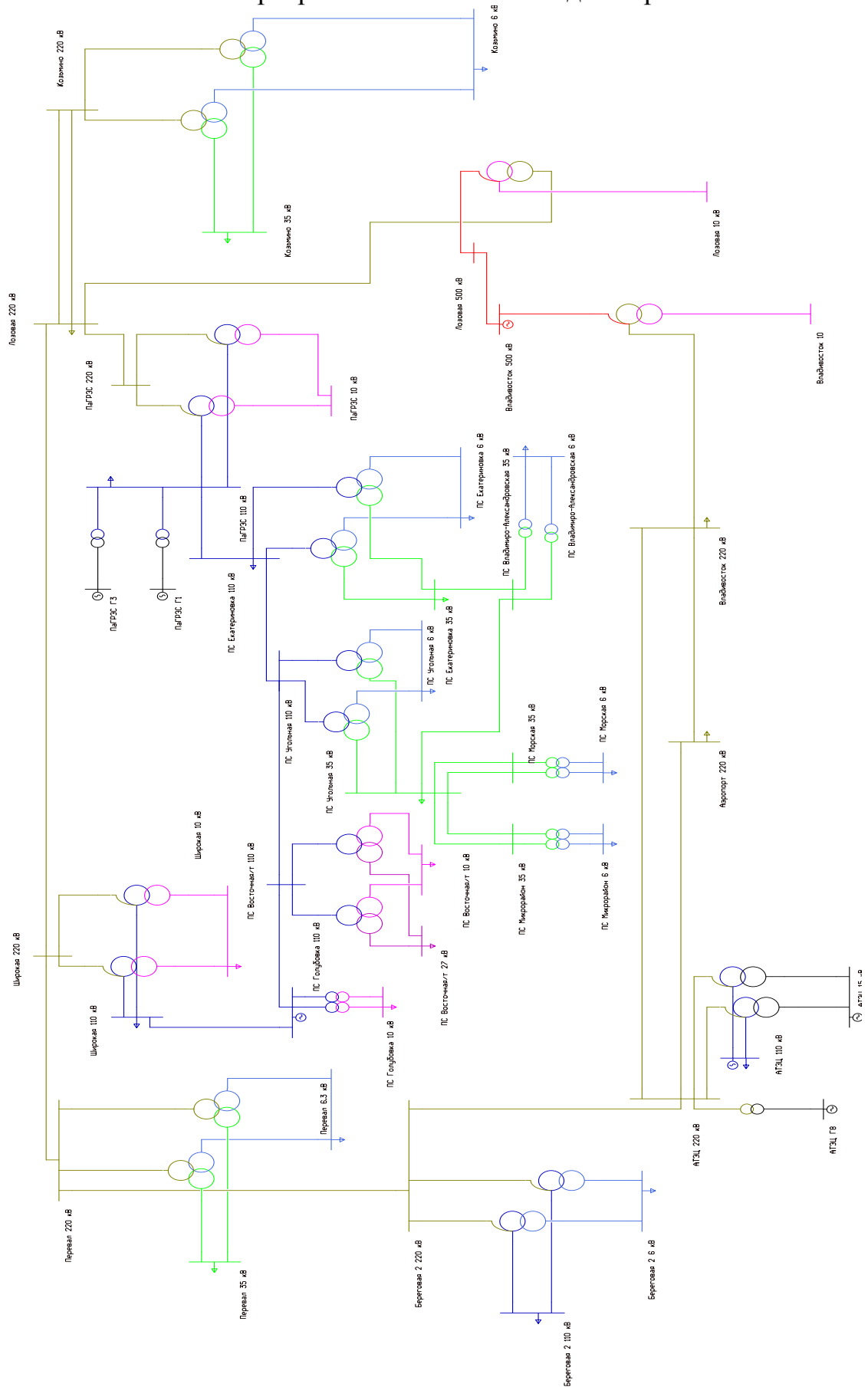
Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Нагр	1	ПС Екате	110			1	2	1						111,34	-6,04
Нагр	2	ПС Екате	110			1								109,59	-10,11
Нагр	3	ПС Екате	110			1								109,59	-10,11
Нагр	4	ПС Екате	35			1	10	-3						34,79	-10,13
Нагр	5	ПС Екате	6			1	4	1						6,23	-10,6
Нагр	6	ПС Уголь	110			1								110,88	-7,78
Нагр	7	ПС Уголь	110			1								112,77	-11,31
Нагр	8	ПС Уголь	110			1								112,77	-11,31
Нагр	9	ПС Уголь	35			1	18	-8						35,82	-11,32
Нагр	10	ПС Уголь	6			1	8	2						6,41	-11,71
Нагр	11	ПС Влади	35			1								34,74	-10,27
Нагр	12	ПС Влади	6			1	6	3						6,2	-12,3
Нагр	13	ПС Микрс	35			1								35,78	-11,77
Нагр	14	ПС Микрс	6			1	8	-4						6,62	-13,64
Нагр	15	ПС Морск	35			1								35,56	-11,51
Нагр	16	ПС Морск	6			1	8	4						6,37	-13,3
Нагр	17	ПС Восточ	110			1								110,93	-7,77
Нагр	18	ПС Восточ	110			1								115,87	-12,36
Нагр	19	ПС Восточ	110			1								115,87	-12,36
Нагр	20	ПС Восточ	28			1	25	-18						28,93	-12,42
Нагр	21	ПС Восточ	10			1	10	4						10,94	-13,11
Нагр	22	ПС Голуб	110			1			30	3				112,2	-6,08
Нагр	23	ПС Голуб	10			1	11	2,6						10,77	-8,25
Нагр	24	Лозовая 5	500			1								513,18	-1,21
Нагр	25	Лозовая Н	500			1								511,24	-3,21
Нагр	26	Лозовая 2	220			1	100	15						224,9	-3,21
Нагр	27	Лозовая 1	10			1								10,74	-3,21
База	28	Владивос	500			1			177,7	-88,1	512			512	
Нагр	29	Владивос	500			1								512,47	-0,35
Нагр	30	Владивос	220			1	220	40						225,48	-0,35
Нагр	31	Владивос	10			1								10,76	-0,35
Нагр	32	Козьминс	220			1								224,37	-3,47
Нагр	33	Козьминс	220			1								219,73	-7,29
Нагр	34	Козьминс	220			1								219,73	-7,29
Нагр	35	Козьминс	35			1	30	8						34,9	-7,27
Нагр	36	Козьминс	6			1	10	2						6,13	-8,03
Нагр	37	Широкая	220			1								225,14	-3,15
Нагр	38	Широкая	220			1								225,98	-5,21
Нагр	39	Широкая	220			1								225,98	-5,21
Нагр	40	Широкая	110			1	31	-9						112,96	-5,21
Нагр	41	Широкая	10			1	4	1						10,61	-5,5
Нагр	42	Перевал	220			1								225,84	-1,9
Нагр	43	Перевал	220			1								224,59	-3,01
Нагр	44	Перевал	220			1								224,59	-3,01
Нагр	45	Перевал	35			1	8	2						35,7	-3
Нагр	46	Перевал	6			1	4	1						6,28	-3,29
Нагр	47	Берегова	220			1								226,76	-0,6
Нагр	48	Берегова	220			1								226,06	-1,22
Нагр	49	Берегова	220			1								226,06	-1,22
Нагр	50	Берегова	110			1	17	4						113,02	-1,22
Нагр	51	Берегова	6			1	2	1						6,32	-1,37
Нагр	52	Аэропорт	220			1	4	1						227,2	0,61
Нагр	53	АТЭЦ 220	220			1								228,7	1,51
Нагр	54	АТЭЦ Н1	220			1								233,55	7,85
Нагр	55	АТЭЦ Н2	220			1								233,55	7,85
Ген+	56	АТЭЦ 110	110			1	100	40	200	100	120	-100	100	116,82	7,83
Ген	57	АТЭЦ 15 к	16			1			100	-0,5	16,5	-50	50	16,5	14,78
Ген	58	АТЭЦ Г8	16			1			100	18,8	16,5	-50	50	16,5	7,04
Нагр	59	ПаГРЭС 22	220			1								224,88	-3,38
Нагр	60	ПаГРЭС Н	220			1								225,22	-3,88
Нагр	61	ПаГРЭС Н	220			1								225,22	-3,88
Нагр	62	ПаГРЭС 11	110			1	108	12						112,6	-3,88
Нагр	63	ПаГРЭС 10	10			1								10,59	-3,88
Ген	64	ПаГРЭС Г1	16			1			100	29,5	16,5	-50	50	16,5	0,97
Ген	65	ПаГРЭС Г3	16			1			50	-7,9	16	-20	20	16	-1,34

## Продолжение приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	Название R	X	Y	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I max	I доп_расч	I загр.	
Тр-р	1	2	ПС Екатер	2,6	88,9	12,1	1,7	0,983	8	1	-10	0		52		
Тр-р	1	3	ПС Екатер	2,6	88,8	12,1	1,7	0,983	8	1	-10	0		52		
Тр-р	2	4	ПС Екатер	2,6				0,318			-8	1		42		
Тр-р	3	4	ПС Екатер	2,6				0,318			-8	1		42		
Тр-р	3	5	ПС Екатер	2,6	52			0,057			-2	-1		11		
Тр-р	2	5	ПС Екатер	2,6	52			0,057			-2	-1		11		
Тр-р	6	8	ПС Угольн	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-21	-1		111		
Тр-р	6	7	ПС Угольн	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-21	-1		111		
Тр-р	8	9	ПС Угольн	0,8				0,318			-17	2		89		
Тр-р	7	9	ПС Угольн	0,8				0,318			-17	2		89		
Тр-р	8	10	ПС Угольн	0,8	22,3			0,057			-4	-1		21		
Тр-р	7	10	ПС Угольн	0,8	22,3			0,057			-4	-1		21		
Тр-р	11	12	ПС Влади	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2		58		
Тр-р	11	12	ПС Влади	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2		58		
Тр-р	15	16	ПС Морск	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2		75		
Тр-р	15	16	ПС Морск	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2		75		
Тр-р	13	14	ПС Микро	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2		71		
Тр-р	13	14	ПС Микро	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2		71		
Тр-р	17	19	ПС Восточ	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-18	5		95		
Тр-р	17	18	ПС Восточ	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-18	5		95		
Тр-р	19	20	ПС Восточ	1,5				0,25			-13	9		77		
Тр-р	18	20	ПС Восточ	1,5				0,25			-13	9		77		
Тр-р	19	21	ПС Восточ	1,5	35,7			0,095			-5	-2		27		
Тр-р	18	21	ПС Восточ	1,5	35,7			0,095			-5	-2		27		
Тр-р	22	23	ПС Голубс	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2		30		
Тр-р	22	23	ПС Голубс	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2		30		
ЛЭП	22	17	ПС Голубс	3,19	8,14	-54,2					-45	0		233	510	45,7
ЛЭП	17	6	ПС Восточ	0,18	0,45	-3					-10	-10		71	510	14
ЛЭП	6	1	ПС Угольн	4,05	10,32	-68,8					33	-8		179	510	35
ЛЭП	9	15	ПС Угольн	1,29	1,77						-4	-2		75	330	22,7
ЛЭП	9	15	ПС Угольн	1,29	1,77						-4	-2		75	330	22,7
ЛЭП	9	11	ПС Угольн	7,89	10,86						0	-3		54	330	16,5
ЛЭП	9	13	ПС Угольн	1,19	1,99						-4	2		71	380	18,7
ЛЭП	9	13	ПС Угольн	1,19	1,99						-4	2		71	380	18,7
ЛЭП	11	4	ПС Влади	0,32	0,54						6	0		96	380	25,3
Тр-р	24	25	Лозовая 5	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-151	-24		172		
Тр-р	25	26	Лозовая Н	0,39				0,44			-151	-12		171		
Тр-р	25	27	Лозовая Н	2,9	113,5			0,021			0	0		0		
Тр-р	28	29	Владивос	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-26	-2		30		
Тр-р	29	30	Владивос	0,39				0,44			-26	4		30		
Тр-р	29	31	Владивос	2,9	113,5			0,021			0	0		0		
Тр-р	37	38	Широкая	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-31	2		79		
Тр-р	38	40	Широкая	0,48				0,5			-29	4		74		
Тр-р	38	41	Широкая	3,2	131			0,047			-2	-1		5		
Тр-р	37	39	Широкая	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-31	2		79		
Тр-р	39	40	Широкая	0,48				0,5			-29	4		74		
Тр-р	39	41	Широкая	3,2	131			0,047			-2	-1		5		
Тр-р	59	60	ПаГРЭС 22	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-7	1		19		
Тр-р	60	62	ПаГРЭС Н	0,48				0,5			-7	1		19		
Тр-р	60	63	ПаГРЭС Н	3,2	131			0,047			0	0		0		
Тр-р	59	61	ПаГРЭС 22	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-7	1		19		
Тр-р	61	62	ПаГРЭС Н	0,48				0,5			-7	1		19		
Тр-р	61	63	ПаГРЭС Н	3,2	131			0,047			0	0		0		
Тр-р	62	64	ПаГРЭС 11	0,4	11,1	52	7,6	0,143			100	20		521		
Тр-р	62	65	ПаГРЭС 11	0,4	11,1	52	7,6	0,143			50	-11		261		
Тр-р	53	54	АТЭЦ 220	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	100	12		253		
Тр-р	54	56	АТЭЦ Н1	0,48				0,5			50	30		144		
Тр-р	54	57	АТЭЦ Н1	3,2	131			0,071			50	-6		124		
Тр-р	53	55	АТЭЦ 220	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	100	12		253		
Тр-р	55	56	АТЭЦ Н2	0,48				0,5			50	30		144		
Тр-р	55	57	АТЭЦ Н2	3,2	131			0,071			50	-6		124		
Тр-р	53	58	АТЭЦ 220	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			100	8		252		
Тр-р	47	48	Береговая	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-10	-3		26		
Тр-р	48	50	Береговая	0,48				0,5			-9	-2		22		
Тр-р	48	51	Береговая	3,2	131			0,028			-1	-1		3		
Тр-р	47	49	Береговая	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-10	-3		26		
Тр-р	49	50	Береговая	0,48				0,5			-9	-2		22		
Тр-р	49	51	Береговая	3,2	131			0,028			-1	-1		3		
Тр-р	42	43	Перевал 2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2		16		
Тр-р	43	45	Перевал 1	3,6				0,159			-4	-1		11		
Тр-р	43	46	Перевал 1	3,6	125			0,028			-2	-1		5		
Тр-р	42	44	Перевал 2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2		16		
Тр-р	44	45	Перевал 1	3,6				0,159			-4	-1		11		
Тр-р	44	46	Перевал 1	3,6	125			0,028			-2	-1		5		
Тр-р	32	33	Козьмино	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7		55		
Тр-р	33	35	Козьмино	3,6				0,159			-15	-4		41		
Тр-р	33	36	Козьмино	3,6	125			0,028			-5	-1		13		
Тр-р	32	34	Козьмино	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7		55		
Тр-р	34	35	Козьмино	3,6				0,159			-15	-4		41		
Тр-р	34	36	Козьмино	3,6	125			0,028			-5	-1		13		
ЛЭП	24	28	Лозовая 5	3,89	35,75	-446,9					151	24		199	1000	19,9
ЛЭП	30	52	Владивос	1,6	8,54	-109,5					105	28		277	690	40,2
ЛЭП	30	53	Владивос	4,95	19,43	-124,6					89	16		233	630	36,9
ЛЭП	53	52	АТЭЦ 220	1,46	7,79	-104,5					-109	-22		284	690	41,2
ЛЭП	53	47	АТЭЦ 220	4,82	19,18	-119,5					-99	3		251	690	36,4
ЛЭП	47	42	Береговая	3,62	14,42	-89,9					-79	7		203	690	29,4
ЛЭП	42	37	Перевал 2	3,9	16,37	-109,9					-67	8		172	690	24,9
ЛЭП	26	37	Лозовая 2	3,41	13,58	-84,7					5	5		18	690	2,5
ЛЭП	26	32	Лозовая 2	2,92	11,85	-75,3					-20	-3		55	690	7,9
ЛЭП	26	32	Лозовая 2	2,92	11,85	-75,3					-20	-3		55	690	7,9
ЛЭП	26	59	Лозовая 2	2,14	9,58	-59					-15	4		40	690	5,8
ЛЭП	62	1	ПаГРЭС 11	3,48	8,03	-57,9					-56	6		290	690	42
ЛЭП	22	40	ПС Голубс	3,17	7,3	-52,6					26	0		136	510	26,6



# Продолжение приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима





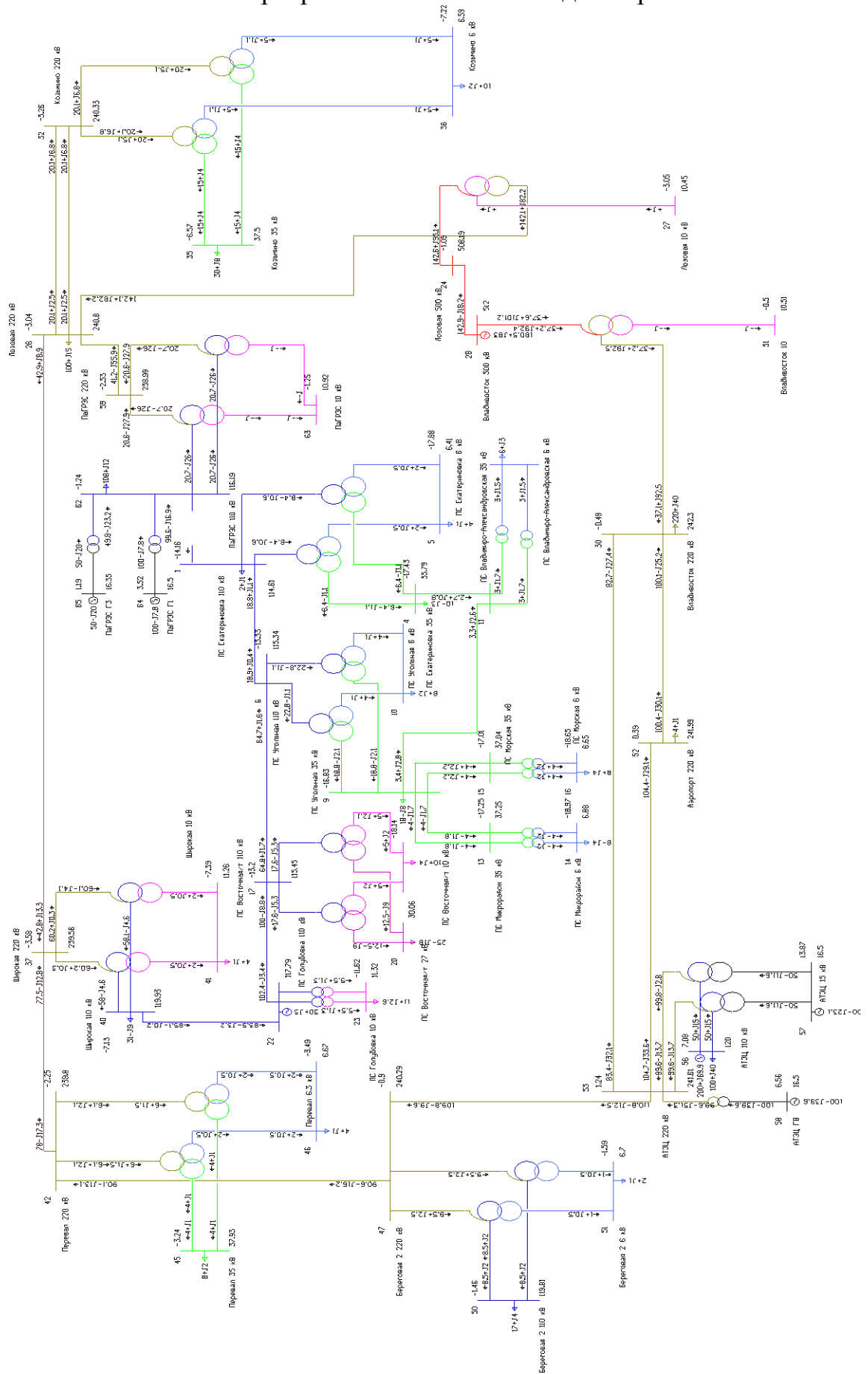
Продолжение приложение В.  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

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	Delta
Нагр	1	ПС Екатериновка 110 кВ	110			1	2	1						114,61	-14,16
Нагр	2	ПС Екатериновка Н1	110			1								112,7	-17,41
Нагр	3	ПС Екатериновка Н2	110			1								112,7	-17,41
Нагр	4	ПС Екатериновка 35 кВ	35			1	10	-3						35,79	-17,43
Нагр	5	ПС Екатериновка 6 кВ	6			1	4	1						6,41	-17,88
Нагр	6	ПС Угольная 110 кВ	110			1								115,34	-13,33
Нагр	7	ПС Угольная Н1	110			1								117,38	-16,83
Нагр	8	ПС Угольная Н2	110			1								117,38	-16,83
Нагр	9	ПС Угольная 35 кВ	35			1	18	-8						37,29	-16,83
Нагр	10	ПС Угольная 6 кВ	6			1	8	2						6,68	-17,19
Нагр	11	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	35			1								35,75	-17,48
Нагр	12	ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	6			1	6	3						6,39	-19,39
Нагр	13	ПС Микрорайон 35 кВ	35			1								37,25	-17,25
Нагр	14	ПС Микрорайон 6 кВ	6			1	8	-4						6,88	-18,97
Нагр	15	ПС Морская 35 кВ	35			1								37,04	-17,01
Нагр	16	ПС Морская 6 кВ	6			1	8	4						6,65	-18,65
Нагр	17	ПС Восточная/т 110 кВ	110			1								115,45	-13,2
Нагр	18	ПС Восточная/т Н1	110			1								120,39	-17,45
Нагр	19	ПС Восточная/т Н2	110			1								120,39	-17,45
Нагр	20	ПС Восточная/т 27 кВ	28			1	25	-18						30,06	-17,5
Нагр	21	ПС Восточная/т 10 кВ	10			1	10	4						11,37	-18,14
Нагр	22	ПС Голубовка 110 кВ	110			1			30	3				117,79	-9,65
Нагр	23	ПС Голубовка 10 кВ	10			1	11	2,6						11,32	-11,62
Нагр	24	Лозовая 500 кВ	500			1								508,19	-1,09
Нагр	25	Лозовая Н1	500			1								497,64	-3,05
Нагр	26	Лозовая 220 кВ	220			1	100	15						240,8	-3,04
Нагр	27	Лозовая 10 кВ	10			1								10,45	-3,05
База	28	Владивосток 500 кВ	500			1			180,5	83	512			512	
Нагр	29	Владивосток Н1	500			1								500,66	-0,5
Нагр	30	Владивосток 220 кВ	220			1	220	40						242,3	-0,49
Нагр	31	Владивосток 10	10			1								10,51	-0,5
Нагр	32	Козьмино 220 кВ	220			1								240,33	-3,26
Нагр	33	Козьмино Н1	220			1								236,08	-6,58
Нагр	34	Козьмино Н2	220			1								236,08	-6,58
Нагр	35	Козьмино 35 кВ	35			1	30	8						37,5	-6,57
Нагр	36	Козьмино 6 кВ	6			1	10	2						6,59	-7,22
Нагр	37	Широкая 220 кВ	220			1								239,56	-3,58
Нагр	38	Широкая Н1	220			1								239,98	-7,13
Нагр	39	Широкая Н2	220			1								239,98	-7,13
Нагр	40	Широкая 110 кВ	110			1	31	-9						119,93	-7,13
Нагр	41	Широкая 10 кВ	10			1	4	1						11,26	-7,39
Нагр	42	Перевал 220 кВ	220			1								239,8	-2,25
Нагр	43	Перевал Н1	220			1								238,63	-3,24
Нагр	44	Перевал Н2	220			1								238,63	-3,24
Нагр	45	Перевал 35 кВ	35			1	8	2						37,93	-3,24
Нагр	46	Перевал 6.3 кВ	6			1	4	1						6,67	-3,49
Нагр	47	Береговая 2 220 кВ	220			1								240,29	-0,9
Нагр	48	Береговая 2 Н1	220			1								239,64	-1,46
Нагр	49	Береговая 2 Н2	220			1								239,64	-1,46
Нагр	50	Береговая 2 110 кВ	110			1	17	4						119,81	-1,46
Нагр	51	Береговая 2 6 кВ	6			1	2	1						6,7	-1,59
Нагр	52	Аэропорт 220 кВ	220			1	4	1						241,99	0,39
Нагр	53	АТЭЦ 220 кВ	220			1								241,61	1,24
Нагр	54	АТЭЦ Н1	220			1								239,9	7,09
Нагр	55	АТЭЦ Н2	220			1								239,9	7,09
Ген	56	АТЭЦ 110 кВ	110			1	100	40	200	69,9	120	-100	100	120	7,08
Ген	57	АТЭЦ 15 кВ	16			1			100	-23,1	16,5	-50	50	16,5	13,87
Ген	58	АТЭЦ Г8	16			1			100	-39,6	16,5	-50	50	16,5	6,56
Нагр	59	ПаГРЭС 220 кВ	220			1								238,99	-2,53
Нагр	60	ПаГРЭС Н1	220			1								232,34	-1,25
Нагр	61	ПаГРЭС Н2	220			1								232,34	-1,25
Нагр	62	ПаГРЭС 110 кВ	110			1	108	12						116,19	-1,24
Нагр	63	ПаГРЭС 10 кВ	10			1								10,92	-1,25
Ген	64	ПаГРЭС Г1	16			1			100	-7,8	16,5	-50	50	16,5	3,52
Ген	65	ПаГРЭС Г3	16			1			50	-20	16	-20	20	16,35	1,19

Продолжение приложение В.  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Rt/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	Идон_расч	загр.
Tr-p	1	2	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	0,983	8	1	-8	0		42		
Tr-p	1	3	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н2	2,6	88,8	12,1	1,7	0,983	8	1	-8	0		42		
Tr-p	2	4	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-6	1		33		
Tr-p	3	4	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-6	1		33		
Tr-p	3	5	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1		11		
Tr-p	2	5	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1		11		
Tr-p	6	8	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-23	-1		115		
Tr-p	6	7	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-23	-1		115		
Tr-p	8	9	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-19	2		93		
Tr-p	7	9	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-19	2		93		
Tr-p	8	10	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1		20		
Tr-p	7	10	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1		20		
Tr-p	11	12	ПС Владимир-Александровская 35 кВ - ПС Владимир-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2		56		
Tr-p	11	12	ПС Владимир-Александровская 35 кВ - ПС Владимир-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2		56		
Tr-p	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2		72		
Tr-p	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2		72		
Tr-p	13	14	ПС Мирорайон 35 кВ - ПС Мирорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2		68		
Tr-p	13	14	ПС Мирорайон 35 кВ - ПС Мирорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2		68		
Tr-p	17	19	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н2	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-18	5		92		
Tr-p	17	18	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н1	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-18	5		92		
Tr-p	19	20	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5				0,25			-13	9		74		
Tr-p	18	20	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-13	9		74		
Tr-p	19	21	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-5	-2		26		
Tr-p	18	21	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-5	-2		26		
Tr-p	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2		28		
Tr-p	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2		28		
лЭП	22	17	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Восточная/т 110 кВ	3,19	81,4	-54,2					-102	3		502	510	98,5
лЭП	17	6	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Угольная 110 кВ	0,18	0,45	-3					-65	-2		324	510	63,6
лЭП	6	1	ПС Угольная 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	4,05	10,32	-68,8					-19	0		95	510	18,6
лЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2		72	330	21,8
лЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2		72	330	21,8
лЭП	9	11	ПС Угольная 35 кВ - ПС Владимир-Александровская 35 кВ	7,89	10,86						-3	-3		68	330	20,7
лЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Мирорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2		68	380	18
лЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Мирорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2		68	380	18
лЭП	11	4	ПС Владимир-Александровская 35 кВ - ПС Екатеринбург 35 кВ	0,32	0,54						3	1		46	380	12,1
Tr-p	24	25	Лозовая 500 кВ - Лозовая Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-143	-95		195		
Tr-p	25	26	Лозовая Н1 - Лозовая 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-142	-82		190		
Tr-p	25	27	Лозовая Н1 - Лозовая 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	0		0		
Tr-p	28	29	Владивосток 500 кВ - Владивосток Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-38	-101		122		
Tr-p	29	30	Владивосток Н1 - Владивосток 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-37	-93		115		
Tr-p	29	31	Владивосток Н1 - Владивосток 10	2,9	113,5			0,021			0	0		0		
Tr-p	37	38	Широкая 220 кВ - Широкая Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-60	0		145		
Tr-p	38	40	Широкая Н1 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-58	5		140		
Tr-p	38	41	Широкая Н1 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1		5		
Tr-p	37	39	Широкая 220 кВ - Широкая Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-60	0		145		
Tr-p	39	40	Широкая Н2 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-58	5		140		
Tr-p	39	41	Широкая Н2 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1		5		
Tr-p	59	60	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	21	-28		84		
Tr-p	60	62	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			21	-26		83		
Tr-p	60	63	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0		0		
Tr-p	59	61	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	21	-28		84		
Tr-p	61	62	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			21	-26		83		
Tr-p	61	63	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0		0		
Tr-p	62	64	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г1	0,4	11,1	52	7,6	0,143			100	-17		502		
Tr-p	62	65	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г3	0,4	11,1	52	7,6	0,143			50	-23		273		
Tr-p	53	54	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	100	-14		240		
Tr-p	54	56	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	15		126		
Tr-p	54	57	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18		127		
Tr-p	53	55	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	100	-14		240		
Tr-p	55	56	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	15		126		
Tr-p	55	57	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18		127		
Tr-p	53	58	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			100	-51		268		
Tr-p	47	48	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-10	-3		24		
Tr-p	48	50	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2		21		
Tr-p	48	51	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1		3		
Tr-p	47	49	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-10	-3		24		
Tr-p	49	50	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2		21		
Tr-p	49	51	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1		3		
Tr-p	42	43	Перевал 220 кВ - Перевал Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2		15		
Tr-p	43	45	Перевал Н1 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1		10		
Tr-p	43	46	Перевал Н1 - Перевал 6.3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1		5		
Tr-p	42	44	Перевал 220 кВ - Перевал Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2		15		
Tr-p	44	45	Перевал Н2 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1		10		
Tr-p	44	46	Перевал Н2 - Перевал 6.3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1		5		
Tr-p	32	33	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7		51		
Tr-p	33	35	Козьмино Н1 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4		38		
Tr-p	33	36	Козьмино Н1 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1		13		
Tr-p	32	34	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7		51		
Tr-p	34	35	Козьмино Н2 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4		38		
Tr-p	34	36	Козьмино Н2 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1		13		
лЭП	24	28	Лозовая 500 кВ - Владивосток 500 кВ	3,89	35,75	-446,9					143	95		195	1000	19,5
лЭП	30	52	Владивосток 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,6	8,54	-109,5					100	-25		250	690	36,2
лЭП	30	53	Владивосток 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	4,95	19,43	-124,6					83	-27		213	630	33,9
лЭП	53	52	АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,46	7,79	-104,5					-105	34		263	690	38,1
лЭП	53	47	АТЭЦ 220 кВ - Береговая 2 220 кВ	4,82	19,18	-119,5					-111	13		266	690	38,6
лЭП	47	42	Береговая 2 220 кВ - Перевал 220 кВ	3,62	14,42	-89,9					-91	16		221	690	32,1
лЭП	42	37	Перевал 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,9	16,37	-109,9					-78	17		192	690	27,9
лЭП	26	37	Лозовая 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,41	13,58	-84,7					-43	-9		108	690	15,7
лЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3		51	690	7,4
лЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3		51	690	7,4
лЭП	26	59	Лозовая 220 кВ - ПаГРЭС 220 кВ	2,14	9,58	-59					41	-53		168	690	24,3
лЭП	62	1	ПаГРЭС 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	3,48	8,03	-57,9									510	
лЭП	22	40	ПС Голубовка 110 кВ - Широкая 110 кВ	3,17	7,3	-52,6					83	-3		410	510	80,3

# Продолжение приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



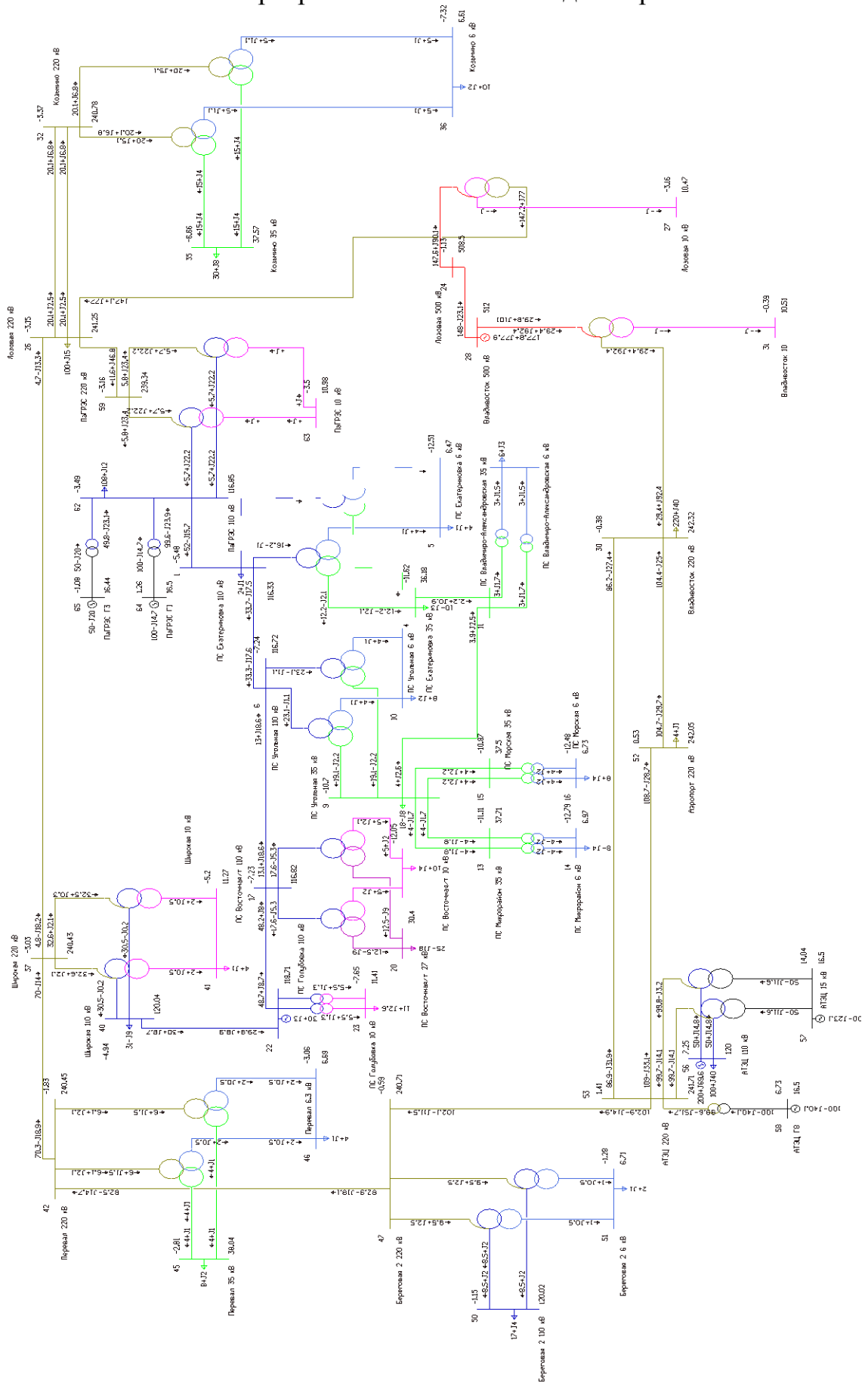
Продолжение приложение В.  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

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	Delta
Нагр	1	ПС Екатериновка 110 кВ	110			1	2	1						116,33	-5,48
Нагр	2	ПС Екатериновка Н1	110			1								114,06	-11,6
Нагр	3	ПС Екатериновка Н2	110			1									-17,41
Нагр	4	ПС Екатериновка 35 кВ	35			1	10	-3						36,18	-11,62
Нагр	5	ПС Екатериновка 6 кВ	6			1	4	1						6,47	-12,51
Нагр	6	ПС Угольная 110 кВ	110			1								116,72	-7,24
Нагр	7	ПС Угольная Н1	110			1								118,82	-10,7
Нагр	8	ПС Угольная Н2	110			1								118,82	-10,7
Нагр	9	ПС Угольная 35 кВ	35			1	18	-8						37,74	-10,7
Нагр	10	ПС Угольная 6 кВ	6			1	8	2						6,76	-11,05
Нагр	11	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	35			1								36,15	-11,66
Нагр	12	ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	6			1	6	3						6,47	-13,53
Нагр	13	ПС Микрорайон 35 кВ	35			1								37,71	-11,11
Нагр	14	ПС Микрорайон 6 кВ	6			1	8	-4						6,97	-12,79
Нагр	15	ПС Морская 35 кВ	35			1								37,5	-10,87
Нагр	16	ПС Морская 6 кВ	6			1	8	4						6,73	-12,48
Нагр	17	ПС Восточная/т 110 кВ	110			1								116,82	-7,23
Нагр	18	ПС Восточная/т Н1	110			1								121,76	-11,37
Нагр	19	ПС Восточная/т Н2	110			1								121,76	-11,37
Нагр	20	ПС Восточная/т 27 кВ	28			1	25	-18						30,4	-11,42
Нагр	21	ПС Восточная/т 10 кВ	10			1	10	4						11,5	-12,05
Нагр	22	ПС Голубовка 110 кВ	110			1			30	3				118,71	-5,71
Нагр	23	ПС Голубовка 10 кВ	10			1	11	2,6						11,41	-7,65
Нагр	24	Лозовая 500 кВ	500			1								508,5	-1,13
Нагр	25	Лозовая Н1	500			1								498,56	-3,16
Нагр	26	Лозовая 220 кВ	220			1	100	15						241,25	-3,15
Нагр	27	Лозовая 10 кВ	10			1								10,47	-3,16
База	28	Владивосток 500 кВ	500			1			177,8	77,9	512			512	
Нагр	29	Владивосток Н1	500			1								500,68	-0,39
Нагр	30	Владивосток 220 кВ	220			1	220	40						242,32	-0,38
Нагр	31	Владивосток 10	10			1								10,51	-0,39
Нагр	32	Козьмино 220 кВ	220			1								240,78	-3,37
Нагр	33	Козьмино Н1	220			1								236,54	-6,68
Нагр	34	Козьмино Н2	220			1								236,54	-6,68
Нагр	35	Козьмино 35 кВ	35			1	30	8						37,57	-6,66
Нагр	36	Козьмино 6 кВ	6			1	10	2						6,61	-7,32
Нагр	37	Широкая 220 кВ	220			1								240,43	-3,03
Нагр	38	Широкая Н1	220			1								240,14	-4,94
Нагр	39	Широкая Н2	220			1								240,14	-4,94
Нагр	40	Широкая 110 кВ	110			1	31	-9						120,04	-4,94
Нагр	41	Широкая 10 кВ	10			1	4	1						11,27	-5,2
Нагр	42	Перевал 220 кВ	220			1								240,45	-1,83
Нагр	43	Перевал Н1	220			1								239,28	-2,81
Нагр	44	Перевал Н2	220			1								239,28	-2,81
Нагр	45	Перевал 35 кВ	35			1	8	2						38,04	-2,81
Нагр	46	Перевал 6.3 кВ	6			1	4	1						6,69	-3,06
Нагр	47	Береговая 2 220 кВ	220			1								240,71	-0,59
Нагр	48	Береговая 2 Н1	220			1								240,06	-1,15
Нагр	49	Береговая 2 Н2	220			1								240,06	-1,15
Нагр	50	Береговая 2 110 кВ	110			1	17	4						120,02	-1,15
Нагр	51	Береговая 2 6 кВ	6			1	2	1						6,71	-1,28
Нагр	52	Аэропорт 220 кВ	220			1	4	1						242,05	0,53
Нагр	53	АТЭЦ 220 кВ	220			1								241,71	1,41
Нагр	54	АТЭЦ Н1	220			1								239,9	7,26
Нагр	55	АТЭЦ Н2	220			1								239,9	7,26
Ген	56	АТЭЦ 110 кВ	110			1	100	40	200	69,6	120	-100	100	120	7,25
Ген	57	АТЭЦ 15 кВ	16			1			100	-23,1	16,5	-50	50	16,5	14,04
Ген	58	АТЭЦ Г8	16			1			100	-40,1	16,5	-50	50	16,5	6,73
Нагр	59	ПаГРЭС 220 кВ	220			1								239,34	-3,16
Нагр	60	ПаГРЭС Н1	220			1								233,71	-3,5
Нагр	61	ПаГРЭС Н2	220			1								233,71	-3,5
Нагр	62	ПаГРЭС 110 кВ	110			1	108	12						116,85	-3,49
Нагр	63	ПаГРЭС 10 кВ	10			1								10,98	-3,5
Ген	64	ПаГРЭС Г1	16			1			100	-14,7	16,5	-50	50	16,5	1,26
Ген	65	ПаГРЭС Г3	16			1			50	-20	16	-20	20	16,44	-1,08

# Продолжение приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	Идон_расч	загр.
Тр-р		1	2 ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	0,983	8	1	-16	-1		81		
Тр-р	1		3 ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н2	2,6	88,8	12,1	1,7	0,983	8	1						
Тр-р	2		4 ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-12	2			63	
Тр-р	3		4 ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318								
Тр-р	3		5 ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057								
Тр-р	2		5 ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-4	-1			21	
Тр-р	6		8 ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-23	0			115	
Тр-р	6		7 ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-23	0			115	
Тр-р	8		9 ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-19	2			94	
Тр-р	7		9 ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-19	2			94	
Тр-р	8		10 ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1			20	
Тр-р	7		10 ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1			20	
Тр-р	11		12 ПС Владимир-Александровская 35 кВ - ПС Владимир-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2			55	
Тр-р	11		12 ПС Владимир-Александровская 35 кВ - ПС Владимир-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2			55	
Тр-р	15		16 ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2			71	
Тр-р	15		16 ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2			71	
Тр-р	13		14 ПС МирораЙон 35 кВ - ПС МирораЙон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2			67	
Тр-р	13		14 ПС МирораЙон 35 кВ - ПС МирораЙон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2			67	
Тр-р	17		19 ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н2	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-18	5			91	
Тр-р	17		18 ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н1	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-18	5			91	
Тр-р	19		20 ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5				0,25			-13	9			73	
Тр-р	18		20 ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-13	9			73	
Тр-р	19		21 ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-5	-2			26	
Тр-р	18		21 ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-5	-2			26	
Тр-р	22		23 ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2			28	
Тр-р	22		23 ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2			28	
лЭП	22		17 ПС Голубовка 110 кВ - ПС Восточная/т 110 кВ	3,19	8,14	-54,2					-49	-9			241	510 47,3
лЭП	17		6 ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Угольная 110 кВ	0,18	0,45	-3					-13	-19			112	510 22
лЭП	6		1 ПС Угольная 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	4,05	10,32	-68,8					33	-18			189	510 37
лЭП	9		15 ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2			71	330 21,5
лЭП	9		15 ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2			71	330 21,5
лЭП	9		11 ПС Угольная 35 кВ - ПС Владимир-Александровская 35 кВ	7,89	10,86						-4	-3			74	330 22,3
лЭП	9		13 ПС Угольная 35 кВ - ПС МирораЙон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2			67	380 17,7
лЭП	9		13 ПС Угольная 35 кВ - ПС МирораЙон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2			67	380 17,7
лЭП	11		4 ПС Владимир-Александровская 35 кВ - ПС Екатеринбург 35 кВ	0,32	0,54						2	1			37	380 9,8
Тр-р	24		25 Лозовая 500 кВ - Лозовая Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-148	-90			196	
Тр-р	25		26 Лозовая Н1 - Лозовая 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-147	-77			192	
Тр-р	25		27 Лозовая Н1 - Лозовая 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	0			0	
Тр-р	28		29 Владивосток 500 кВ - Владивосток Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-30	-101			119	
Тр-р	29		30 Владивосток Н1 - Владивосток 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-29	-92			112	
Тр-р	29		31 Владивосток Н1 - Владивосток 10	2,9	113,5			0,021			0	0			0	
Тр-р	37		38 Широкая 220 кВ - Широкая Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-33	-2			78	
Тр-р	38		40 Широкая Н1 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-31	0			73	
Тр-р	38		41 Широкая Н1 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1			5	
Тр-р	37		39 Широкая 220 кВ - Широкая Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-33	-2			78	
Тр-р	39		40 Широкая Н2 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-31	0			73	
Тр-р	39		41 Широкая Н2 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1			5	
Тр-р	59		60 ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-6	-23			58	
Тр-р	60		62 ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-6	-22			57	
Тр-р	60		63 ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0			0	
Тр-р	59		61 ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-6	-23			58	
Тр-р	61		62 ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-6	-22			57	
Тр-р	61		63 ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0			0	
Тр-р	62		64 ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г1	0,4	11,1	52	7,6	0,143			100	-24			506	
Тр-р	62		65 ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г3	0,4	11,1	52	7,6	0,143			50	-23			271	
Тр-р	53		54 АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	100	-14			240	
Тр-р	54		56 АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	15			125	
Тр-р	54		57 АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18			127	
Тр-р	53		55 АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	100	-14			240	
Тр-р	55		56 АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	15			125	
Тр-р	55		57 АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18			127	
Тр-р	53		58 АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			100	-52			268	
Тр-р	47		48 Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-10	-3			24	
Тр-р	48		50 Береговая 2 Н1 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2			21	
Тр-р	48		51 Береговая 2 Н1 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1			3	
Тр-р	47		49 Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-10	-3			24	
Тр-р	49		50 Береговая 2 Н2 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2			21	
Тр-р	49		51 Береговая 2 Н2 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1			3	
Тр-р	42		43 Перевал 220 кВ - Перевал Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2			15	
Тр-р	43		45 Перевал Н1 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1			10	
Тр-р	43		46 Перевал Н1 - Перевал 6.3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1			5	
Тр-р	42		44 Перевал 220 кВ - Перевал Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2			15	
Тр-р	44		45 Перевал Н2 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1			10	
Тр-р	44		46 Перевал Н2 - Перевал 6.3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1			5	
Тр-р	32		33 Козьмино 220 кВ - Козьмино Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7			51	
Тр-р	33		35 Козьмино Н1 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4			38	
Тр-р	33		36 Козьмино Н1 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1			12	
Тр-р	32		34 Козьмино 220 кВ - Козьмино Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7			51	
Тр-р	34		35 Козьмино Н2 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4			38	
Тр-р	34		36 Козьмино Н2 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1			12	
лЭП	24		28 Лозовая 500 кВ - Владивосток 500 кВ	3,89	35,75	-446,9					148	90			196	1000 19,6
лЭП	30		52 Владивосток 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,6	8,54	-109,5					104	-25			260	690 37,6
лЭП	30		53 Владивосток 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	4,95	19,43	-124,6					86	-27			221	630 35,1
лЭП	53		52 АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,46	7,79	-104,5					-109	33			272	690 39,4
лЭП	53		47 АТЭЦ 220 кВ - Береговая 2 220 кВ	4,82	19,18	-119,5					-103	15			248	690 36
лЭП	47		42 Береговая 2 220 кВ - Перевал 220 кВ	3,62	14,42	-89,9					-83	18			204	690 29,5
лЭП	42		37 Перевал 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,9	16,37	-109,9					-70	19			175	690 25,3
лЭП	26		37 Лозовая 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,41	13,58	-84,7					5	-13			45	690 6,5
лЭП	26		32 Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3			51	690 7,4
лЭП	26		32 Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3			51	690 7,4
лЭП	26		59 Лозовая 220 кВ - ПаГРЭС 220 кВ	2,14	9,58	-59					-12	-44			116	690 16,8
лЭП	62		1 ПаГРЭС 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	3,48	8,03	-57,9					-53	15			271	510 53
лЭП	22		40 ПС Голубовка 110 кВ - Широкая 110 кВ	3,17	7,3	-52,6					30	9			151	510 29,7

# Продолжение приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима





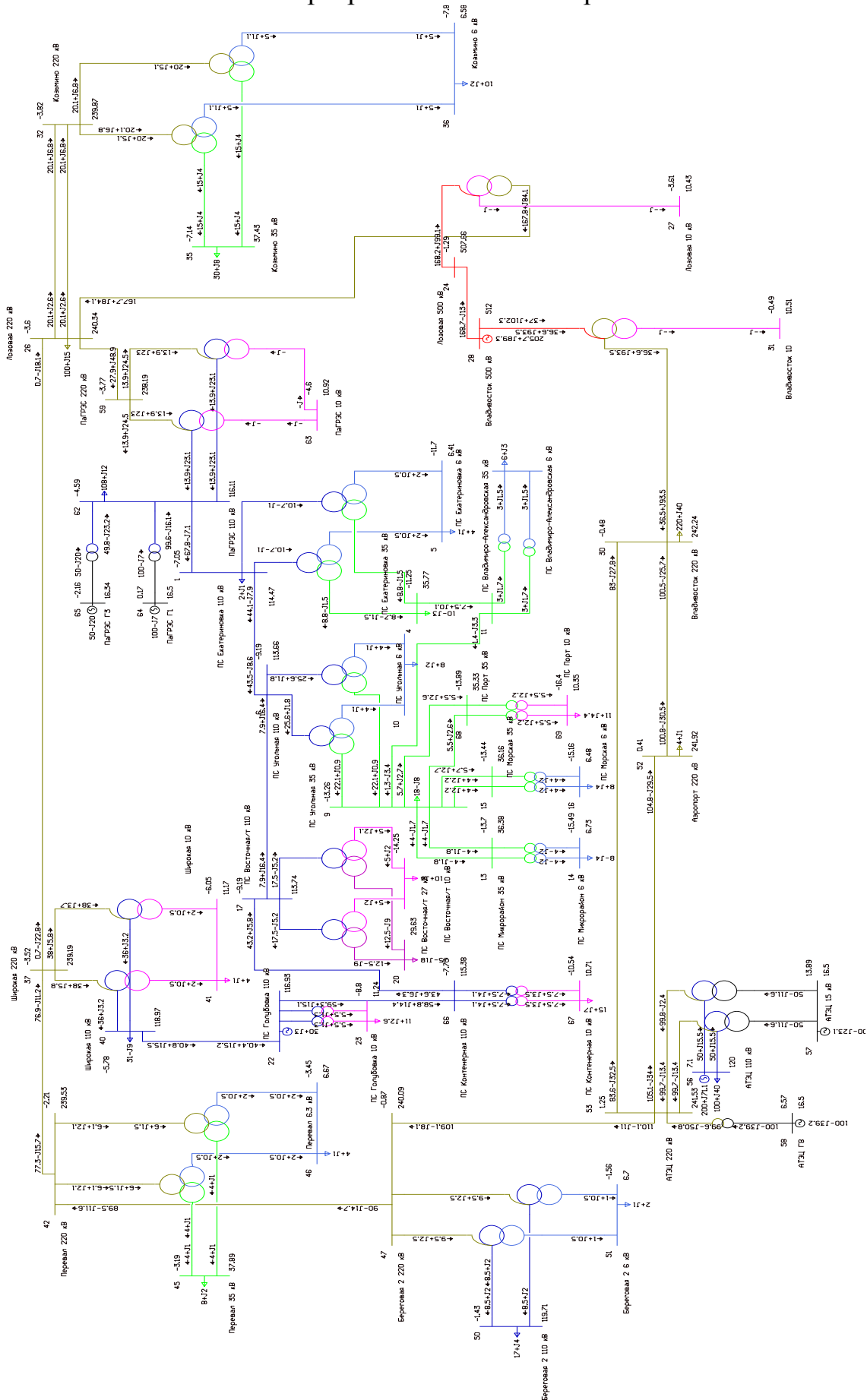
Приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

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	Delta
Нагр	1	ПС Екатериновка 110 кВ	110			1	2	1						114,47	-7,05
Нагр	2	ПС Екатериновка Н1	110			1								112,67	-11,23
Нагр	3	ПС Екатериновка Н2	110			1								112,67	-11,23
Нагр	4	ПС Екатериновка 35 кВ	35			1	10	-3						35,77	-11,25
Нагр	5	ПС Екатериновка 6 кВ	6			1	4	1						6,41	-11,7
Нагр	6	ПС Угольная 110 кВ	110			1								113,66	-9,19
Нагр	7	ПС Угольная Н1	110			1								114,66	-13,26
Нагр	8	ПС Угольная Н2	110			1								114,66	-13,26
Нагр	9	ПС Угольная 35 кВ	35			1	18	-8						36,41	-13,26
Нагр	10	ПС Угольная 6 кВ	6			1	8	2						6,52	-13,65
Нагр	11	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	35			1								35,7	-11,43
Нагр	12	ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	6			1	6	3						6,38	-13,35
Нагр	13	ПС Микрорайон 35 кВ	35			1								36,38	-13,7
Нагр	14	ПС Микрорайон 6 кВ	6			1	8	-4						6,73	-15,49
Нагр	15	ПС Морская 35 кВ	35			1								36,16	-13,44
Нагр	16	ПС Морская 6 кВ	6			1	8	4						6,48	-15,16
Нагр	17	ПС Восточная/т 110 кВ	110			1								113,74	-9,19
Нагр	18	ПС Восточная/т Н1	110			1								118,7	-13,54
Нагр	19	ПС Восточная/т Н2	110			1								118,7	-13,54
Нагр	20	ПС Восточная/т 27 кВ	28			1	25	-18						29,63	-13,59
Нагр	21	ПС Восточная/т 10 кВ	10			1	10	4						11,21	-14,25
Нагр	22	ПС Голубовка 110 кВ	110			1			30	3				116,93	-6,8
Нагр	23	ПС Голубовка 10 кВ	10			1	11	2,6						11,24	-8,8
Нагр	24	Лозовая 500 кВ	500			1								507,66	-1,29
Нагр	25	Лозовая Н1	500			1								496,7	-3,61
Нагр	26	Лозовая 220 кВ	220			1	100	15						240,34	-3,6
Нагр	27	Лозовая 10 кВ	10			1								10,43	-3,61
База	28	Владивосток 500 кВ	500			1			205,7	89,3	512			512	
Нагр	29	Владивосток Н1	500			1								500,53	-0,49
Нагр	30	Владивосток 220 кВ	220			1	220	40						242,24	-0,48
Нагр	31	Владивосток 10	10			1								10,51	-0,49
Нагр	32	Козьмино 220 кВ	220			1								239,87	-3,82
Нагр	33	Козьмино Н1	220			1								235,61	-7,16
Нагр	34	Козьмино Н2	220			1								235,61	-7,16
Нагр	35	Козьмино 35 кВ	35			1	30	8						37,43	-7,14
Нагр	36	Козьмино 6 кВ	6			1	10	2						6,58	-7,8
Нагр	37	Широкая 220 кВ	220			1								239,19	-3,52
Нагр	38	Широкая Н1	220			1								238,01	-5,78
Нагр	39	Широкая Н2	220			1								238,01	-5,78
Нагр	40	Широкая 110 кВ	110			1	31	-9						118,97	-5,78
Нагр	41	Широкая 10 кВ	10			1	4	1						11,17	-6,05
Нагр	42	Перевал 220 кВ	220			1								239,53	-2,21
Нагр	43	Перевал Н1	220			1								238,36	-3,2
Нагр	44	Перевал Н2	220			1								238,36	-3,2
Нагр	45	Перевал 35 кВ	35			1	8	2						37,89	-3,19
Нагр	46	Перевал 6.3 кВ	6			1	4	1						6,67	-3,45
Нагр	47	Береговая 2 220 кВ	220			1								240,09	-0,87
Нагр	48	Береговая 2 Н1	220			1								239,44	-1,43
Нагр	49	Береговая 2 Н2	220			1								239,44	-1,43
Нагр	50	Береговая 2 110 кВ	110			1	17	4						119,71	-1,43
Нагр	51	Береговая 2 6 кВ	6			1	2	1						6,7	-1,56
Нагр	52	Аэропорт 220 кВ	220			1	4	1						241,92	0,41
Нагр	53	АТЭЦ 220 кВ	220			1								241,53	1,25
Нагр	54	АТЭЦ Н1	220			1								239,9	7,11
Нагр	55	АТЭЦ Н2	220			1								239,9	7,11
Ген	56	АТЭЦ 110 кВ	110			1	100	40	200	71,1	120	-100	100	120	7,1
Ген	57	АТЭЦ 15 кВ	16			1			100	-23,1	16,5	-50	50	16,5	13,89
Ген	58	АТЭЦ Г8	16			1			100	-39,2	16,5	-50	50	16,5	6,57
Нагр	59	ПаГРЭС 220 кВ	220			1								238,19	-3,77
Нагр	60	ПаГРЭС Н1	220			1								232,26	-4,6
Нагр	61	ПаГРЭС Н2	220			1								232,26	-4,6
Нагр	62	ПаГРЭС 110 кВ	110			1	108	12						116,11	-4,59
Нагр	63	ПаГРЭС 10 кВ	10			1								10,92	-4,6
Ген	64	ПаГРЭС Г1	16			1			100	-7	16,5	-50	50	16,5	0,17
Ген	65	ПаГРЭС Г3	16			1			50	-20	16	-20	20	16,34	-2,16
Нагр	66	ПС Контейнерная 110 кВ	110			1								115,38	-7,73
Нагр	67	ПС Контейнерная 10 кВ	10			1	15	7						10,71	-10,54
Нагр	68	ПС Порт 35 кВ	35			1								35,33	-13,89
Нагр	69	ПС Порт 10 кВ	10			1	11	4,4						10,35	-16,4

Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	Идон_расч	загр.
Tr-p	1	2	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	0,983	8	1	-11	0	54			
Tr-p	1	3	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н2	2,6	88,8	12,1	1,7	0,983	8	1	-11	0	54			
Tr-p	2	4	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-9	1	46			
Tr-p	3	4	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-9	1	46			
Tr-p	3	5	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1	11			
Tr-p	2	5	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1	11			
Tr-p	6	8	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-26	-4	132			
Tr-p	6	7	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-26	-4	132			
Tr-p	8	9	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-22	-1	112			
Tr-p	7	9	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-22	-1	112			
Tr-p	8	10	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1	21			
Tr-p	7	10	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1	21			
Tr-p	11	12	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2	56			
Tr-p	11	12	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2	56			
Tr-p	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2	73			
Tr-p	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2	73			
Tr-p	13	14	ПС Мирорайон 35 кВ - ПС Мирорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2	70			
Tr-p	13	14	ПС Мирорайон 35 кВ - ПС Мирорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2	70			
Tr-p	17	19	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н2	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-18	5	93			
Tr-p	17	18	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н1	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-18	5	93			
Tr-p	19	20	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5				0,25			-13	9	75			
Tr-p	18	20	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-13	9	75			
Tr-p	19	21	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-5	-2	26			
Tr-p	18	21	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-5	-2	26			
Tr-p	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2	28			
Tr-p	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2	28			
лЭП	66	17	ПС Контейнерная 110 кВ - ПС Контейнерная/т 110 кВ	3,19	8,14	-54,2					-44	-6	221	610	36,2	
лЭП	17	6	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Угольная 110 кВ	0,18	0,45	-3					-8	-16	92	510	18,1	
лЭП	6	1	ПС Угольная 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	4,05	10,32	-68,8					43	-9	226	510	44,3	
лЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2	73	330	22,3	
лЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2	73	330	22,3	
лЭП	9	11	ПС Угольная 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	7,89	10,86						1	-3	58	330	17,7	
лЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Мирорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2	70	380	18,3	
лЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Мирорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2	70	380	18,3	
лЭП	11	4	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Екатеринбург 35 кВ	0,32	0,54						7	0	121	380	31,7	
Tr-p	24	25	Лозовая 500 кВ - Лозовая Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-168	-99	222			
Tr-p	25	26	Лозовая Н1 - Лозовая 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-168	-84	218			
Tr-p	25	27	Лозовая Н1 - Лозовая 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	0	0			
Tr-p	28	29	Владивосток 500 кВ - Владивосток Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-37	-102	123			
Tr-p	29	30	Владивосток Н1 - Владивосток 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-37	-93	116			
Tr-p	29	31	Владивосток Н1 - Владивосток 10	2,9	113,5			0,021			0	0	0			
Tr-p	37	38	Широкая 220 кВ - Широкая Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-38	-6	93			
Tr-p	38	40	Широкая Н1 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-36	-3	88			
Tr-p	38	41	Широкая Н1 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1	5			
Tr-p	37	39	Широкая 220 кВ - Широкая Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-38	-6	93			
Tr-p	39	40	Широкая Н2 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-36	-3	88			
Tr-p	39	41	Широкая Н2 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1	5			
Tr-p	59	60	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-14	-24	68			
Tr-p	60	62	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-14	-23	67			
Tr-p	60	63	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0	0			
Tr-p	59	61	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-14	-24	68			
Tr-p	61	62	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-14	-23	67			
Tr-p	61	63	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0	0			
Tr-p	62	64	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г1	0,4	11,1	52	7,6	0,143			100	-16	502			
Tr-p	62	65	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г3	0,4	11,1	52	7,6	0,143			50	-23	273			
Tr-p	53	54	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	100	-13	240			
Tr-p	54	56	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	16	126			
Tr-p	54	57	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18	127			
Tr-p	53	55	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	100	-13	240			
Tr-p	55	56	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	16	126			
Tr-p	55	57	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18	127			
Tr-p	53	58	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			100	-51	267			
Tr-p	47	48	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-10	-3	24			
Tr-p	48	50	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2	21			
Tr-p	48	51	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1	3			
Tr-p	47	49	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1	6	5	-10	-3	24			
Tr-p	49	50	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2	21			
Tr-p	49	51	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1	3			
Tr-p	42	43	Перевал 220 кВ - Перевал Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2	15			
Tr-p	43	45	Перевал Н1 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1	10			
Tr-p	43	46	Перевал Н1 - Перевал 6,3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1	5			
Tr-p	42	44	Перевал 220 кВ - Перевал Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2	15			
Tr-p	44	45	Перевал Н2 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1	10			
Tr-p	44	46	Перевал Н2 - Перевал 6,3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1	5			
Tr-p	32	33	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7	51			
Tr-p	33	35	Козьмино Н1 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4	38			
Tr-p	33	36	Козьмино Н1 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1	13			
Tr-p	32	34	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7	51			
Tr-p	34	35	Козьмино Н2 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4	38			
Tr-p	34	36	Козьмино Н2 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1	13			
лЭП	24	28	Лозовая 500 кВ - Владивосток 500 кВ	3,89	35,75	-446,9					168	99	222	1000	22,2	
лЭП	30	52	Владивосток 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,6	8,54	-109,5					100	-26	251	690	36,4	
лЭП	30	53	Владивосток 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	4,95	19,43	-124,6					83	-28	214	630	34	
лЭП	53	52	АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,46	7,79	-104,5					-105	34	264	690	38,3	
лЭП	53	47	АТЭЦ 220 кВ - Береговая 2 220 кВ	4,82	19,18	-119,5					-110	11	265	690	38,3	
лЭП	47	42	Береговая 2 220 кВ - Перевал 220 кВ	3,62	14,42	-89,9					-90	15	219	690	31,8	
лЭП	42	37	Перевал 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,9	16,37	-109,9					-77	16	190	690	27,6	
лЭП	26	37	Лозовая 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,41	13,58	-84,7					1	-18	55	690	8	
лЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3	51	690	7,4	
лЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3	51	690	7,4	
лЭП	26	59	Лозовая 220 кВ - ПаГРЭС 220 кВ	2,14	9,58	-59					-28	-46	137	690	19,8	
лЭП	62	1	ПаГРЭС 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	3,48	8,03	-57,9					-69	5	344	510	67,5	
лЭП	22	40	ПС Голубовка 110 кВ - Широкая 110 кВ	3,17	7,3	-52,6					40	15	213	510	41,8	
лЭП	9	68	ПС Угольная 35 кВ - ПС Порт 35 кВ	4,71	4,75						-6	-3	100	265	37,6	
лЭП	9	68	ПС Угольная 35 кВ - ПС Порт 35 кВ	4,71	4,75											

# Продолжение приложение Г. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



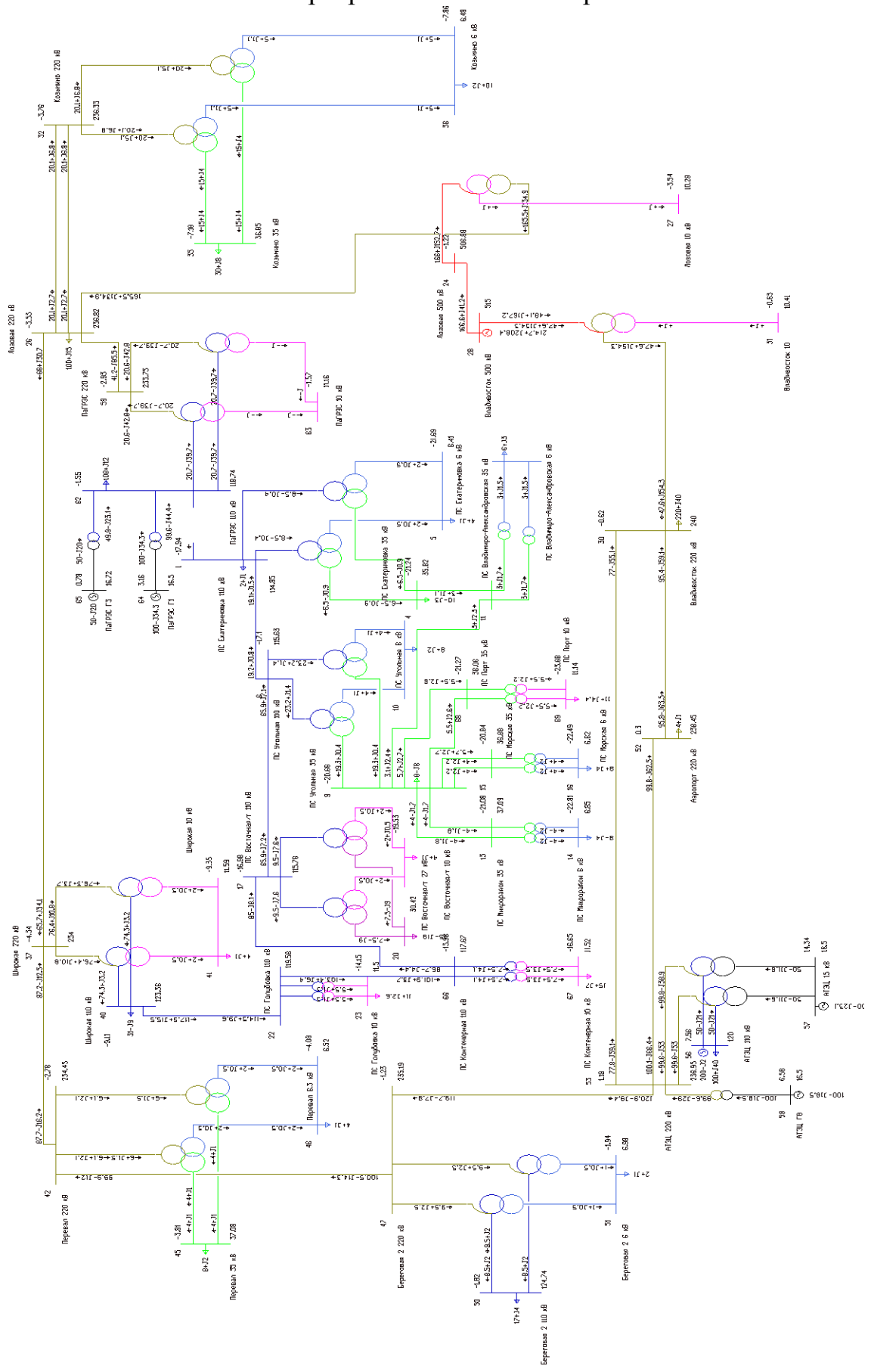
Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

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	Delta
Нагр	1	ПС Екатериновка 110 кВ	110			1	2	1						111,35	-12,48
Нагр	2	ПС Екатериновка Н1	110			1								109,04	-17,71
Нагр	3	ПС Екатериновка Н2	110			1								109,04	-17,71
Нагр	4	ПС Екатериновка 35 кВ	35			1	10	-3						34,6	-17,73
Нагр	5	ПС Екатериновка 6 кВ	6			1	4	1						6,2	-18,21
Нагр	6	ПС Угольная 110 кВ	110			1								106,68	-17,32
Нагр	7	ПС Угольная Н1	110			1								107,5	-21,72
Нагр	8	ПС Угольная Н2	110			1								107,5	-21,72
Нагр	9	ПС Угольная 35 кВ	35			1	18	-8						34,14	-21,71
Нагр	10	ПС Угольная 6 кВ	6			1	8	2						6,11	-22,16
Нагр	11	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	35			1								34,48	-18
Нагр	12	ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	6			1	6	3						6,15	-20,06
Нагр	13	ПС Микрорайон 35 кВ	35			1								34,1	-22,21
Нагр	14	ПС Микрорайон 6 кВ	6			1	8	-4						6,31	-24,26
Нагр	15	ПС Морская 35 кВ	35			1								33,87	-21,92
Нагр	16	ПС Морская 6 кВ	6			1	8	4						6,05	-23,9
Нагр	17	ПС Восточная/т 110 кВ	110			1								106,6	-17,44
Нагр	18	ПС Восточная/т Н1	110			1								111,54	-22,4
Нагр	19	ПС Восточная/т Н2	110			1								111,54	-22,4
Нагр	20	ПС Восточная/т 27 кВ	28			1	25	-18						27,84	-22,46
Нагр	21	ПС Восточная/т 10 кВ	10			1	10	4						10,53	-23,21
Нагр	22	ПС Голубовка 110 кВ	110			1								125,64	-5,47
Нагр	23	ПС Голубовка 10 кВ	10			1	11	2,6						12,09	-7,2
Нагр	24	Лозовая 500 кВ	500			1								506,65	-1,51
Нагр	25	Лозовая Н1	500			1								489,54	-4,34
Нагр	26	Лозовая 220 кВ	220			1	100	15						236,86	-4,33
Нагр	27	Лозовая 10 кВ	10			1								10,28	-4,34
База	28	Владивосток 500 кВ	500			1			243,3	204,8	515			515	
Нагр	29	Владивосток Н1	500			1								496,36	-0,53
Нагр	30	Владивосток 220 кВ	220			1	220	40						240,22	-0,51
Нагр	31	Владивосток 10	10			1								10,42	-0,53
Нагр	32	Козьмино 220 кВ	220			1								236,37	-4,56
Нагр	33	Козьмино Н1	220			1								232,04	-7,99
Нагр	34	Козьмино Н2	220			1								232,04	-7,99
Нагр	35	Козьмино 35 кВ	35			1	30	8						36,86	-7,97
Нагр	36	Козьмино 6 кВ	6			1	10	2						6,48	-8,65
Нагр	37	Широкая 220 кВ	220			1								236,51	-3,81
Нагр	38	Широкая Н1	220			1								252,21	-5,21
Нагр	39	Широкая Н2	220			1								252,21	-5,21
Нагр	40	Широкая 110 кВ	110			1	31	-9						126,08	-5,21
Нагр	41	Широкая 10 кВ	10			1	4	1						11,84	-5,44
Нагр	42	Перевал 220 кВ	220			1								236,32	-2,39
Нагр	43	Перевал Н1	220			1								235,13	-3,4
Нагр	44	Перевал Н2	220			1								235,13	-3,4
Нагр	45	Перевал 35 кВ	35			1	8	2						37,38	-3,4
Нагр	46	Перевал 6.3 кВ	6			1	4	1						6,58	-3,66
Нагр	47	Береговая 2 220 кВ	220			1								236,45	-0,94
Нагр	48	Береговая 2 Н1	220			1								250,84	-1,52
Нагр	49	Береговая 2 Н2	220			1								250,84	-1,52
Нагр	50	Береговая 2 110 кВ	110			1	17	4						125,41	-1,52
Нагр	51	Береговая 2 6 кВ	6			1	2	1						7,02	-1,63
Нагр	52	Аэропорт 220 кВ	220			1	4	1						238,77	0,43
Нагр	53	АТЭЦ 220 кВ	220			1								237,36	1,35
Нагр	54	АТЭЦ Н1	220			1								239,9	7,71
Нагр	55	АТЭЦ Н2	220			1								239,9	7,71
Ген	56	АТЭЦ 110 кВ	110			1	100	40	200	-5,1	120	-100	100	120	7,72
Ген	57	АТЭЦ 15 кВ	16			1			100	-23,1	16,5	-50	50	16,5	14,49
Ген	58	АТЭЦ Г8	16			1			100	-20,4	16,5	-50	50	16,5	6,73
Нагр	59	ПаГРЭС 220 кВ	220			1								232	-5,05
Нагр	60	ПаГРЭС Н1	220			1								233,93	-8,14
Нагр	61	ПаГРЭС Н2	220			1								233,93	-8,14
Нагр	62	ПаГРЭС 110 кВ	110			1	108	12						116,92	-8,12
Нагр	63	ПаГРЭС 10 кВ	10			1								10,99	-8,14
Ген	64	ПаГРЭС Г1	16			1			100	-15,4	16,5	-50	50	16,5	-3,37
Ген	65	ПаГРЭС Г3	16			1			50	-20	16	-20	20	16,45	-5,72
Нагр	66	ПС Контейнерная 110 кВ	110			1								105,52	-17,94
Нагр	67	ПС Контейнерная 10 кВ	10			1	15	7						10,26	-21,32
Нагр	68	ПС Порт 35 кВ	35			1								32,97	-22,43
Нагр	69	ПС Порт 10 кВ	10			1	11	4,4						10,14	-25,33

# Продолжение приложение Г. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	Доп_расч	загр.	
Тр-р		1	2 ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	0,983	8	1	-13	-1				66	
Тр-р		1	3 ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н2	2,6	88,8	12,1	1,7	0,983	8	1	-13	-1				66	
Тр-р		2	4 ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-11	1				57	
Тр-р		3	4 ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-11	1				57	
Тр-р		3	5 ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1				11	
Тр-р		2	5 ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1				11	
Тр-р		6	8 ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-24	-4				134	
Тр-р		6	7 ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-24	-4				134	
Тр-р		8	9 ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-20	-1				109	
Тр-р		7	9 ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-20	-1				109	
Тр-р		8	10 ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1				22	
Тр-р		7	10 ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1				22	
Тр-р		11	12 ПС Владимир-Александровская 35 кВ - ПС Владимир-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2				58	
Тр-р		11	12 ПС Владимир-Александровская 35 кВ - ПС Владимир-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2				58	
Тр-р		15	16 ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2				79	
Тр-р		15	16 ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2				79	
Тр-р		13	14 ПС Микрорайон 35 кВ - ПС Микрорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2				74	
Тр-р		13	14 ПС Микрорайон 35 кВ - ПС Микрорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2				74	
Тр-р		17	19 ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н2	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-18	5				99	
Тр-р		17	18 ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н1	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-18	5				99	
Тр-р		19	20 ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5				0,25			-13	9				80	
Тр-р		18	20 ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-13	9				80	
Тр-р		19	21 ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-5	-2				28	
Тр-р		18	21 ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-5	-2				28	
Тр-р		22	23 ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2				26	
Тр-р		22	23 ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2				26	
ЛЭП		66	17 ПС Контейнерная 110 кВ - ПС Восточная/т 110 кВ	3,19	8,14	-54,2					15	8			610	15,5	
ЛЭП		17	6 ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Угольная 110 кВ	0,18	0,45	-3					50	-2			273	510	53,6
ЛЭП		6	1 ПС Угольная 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	4,05	10,32	-68,8					99	6			538	510	105,5
ЛЭП		9	15 ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2			79	330	23,8
ЛЭП		9	15 ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2			79	330	23,8
ЛЭП		9	11 ПС Угольная 35 кВ - ПС Владимир-Александровская 35 кВ	7,89	10,86						5	-3			97	330	29,3
ЛЭП		9	13 ПС Угольная 35 кВ - ПС Микрорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2			74	380	19,6
ЛЭП		9	13 ПС Угольная 35 кВ - ПС Микрорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2			74	380	19,6
ЛЭП		11	4 ПС Владимир-Александровская 35 кВ - ПС Екатеринбург 35 кВ	0,32	0,54						11	1			189	380	49,8
Тр-р		24	25 Лозовая 500 кВ - Лозовая Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-202	-151				288	
Тр-р		25	26 Лозовая Н1 - Лозовая 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-202	-131				283	
Тр-р		25	27 Лозовая Н1 - Лозовая 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	0				0	
Тр-р		28	29 Владивосток 500 кВ - Владивосток Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-40	-163				189	
Тр-р		29	30 Владивосток Н1 - Владивосток 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-40	-151				182	
Тр-р		29	31 Владивосток Н1 - Владивосток 10	2,9	113,5			0,021			0	0				0	
Тр-р		37	38 Широкая 220 кВ - Широкая Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-23	2				57	
Тр-р		38	40 Широкая Н1 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-21	3				49	
Тр-р		38	41 Широкая Н1 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1				5	
Тр-р		37	39 Широкая 220 кВ - Широкая Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-23	2				57	
Тр-р		39	40 Широкая Н2 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-21	3				49	
Тр-р		39	41 Широкая Н2 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1				5	
Тр-р		59	60 ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-47	-49				169	
Тр-р		60	62 ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-47	-43				157	
Тр-р		60	63 ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0				0	
Тр-р		59	61 ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-47	-49				169	
Тр-р		61	62 ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-47	-43				157	
Тр-р		61	63 ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0				0	
Тр-р		62	64 ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г1	0,4	11,1	52	7,6	0,143			100	-25				507	
Тр-р		62	65 ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г3	0,4	11,1	52	7,6	0,143			50	-23				271	
Тр-р		53	54 АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-55				276	
Тр-р		54	56 АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-23				132	
Тр-р		54	57 АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18				127	
Тр-р		53	55 АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-55				276	
Тр-р		55	56 АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-23				132	
Тр-р		55	57 АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18				127	
Тр-р		53	58 АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			100	-31				254	
Тр-р		47	48 Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3				25	
Тр-р		48	50 Береговая 2 Н1 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-8	-2				20	
Тр-р		48	51 Береговая 2 Н1 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1				3	
Тр-р		47	49 Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3				25	
Тр-р		49	50 Береговая 2 Н2 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-8	-2				20	
Тр-р		49	51 Береговая 2 Н2 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1				3	
Тр-р		42	43 Перевал 220 кВ - Перевал Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2				16	
Тр-р		43	45 Перевал Н1 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1				10	
Тр-р		43	46 Перевал Н1 - Перевал 6,3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1				5	
Тр-р		42	44 Перевал 220 кВ - Перевал Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2				16	
Тр-р		44	45 Перевал Н2 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1				10	
Тр-р		44	46 Перевал Н2 - Перевал 6,3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1				5	
Тр-р		32	33 Козьмино 220 кВ - Козьмино Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7				52	
Тр-р		33	35 Козьмино Н1 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4				39	
Тр-р		33	36 Козьмино Н1 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1				13	
Тр-р		32	34 Козьмино 220 кВ - Козьмино Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7				52	
Тр-р		34	35 Козьмино Н2 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4				39	
Тр-р		34	36 Козьмино Н2 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1				13	
ЛЭП		24	28 Лозовая 500 кВ - Владивосток 500 кВ	3,89	35,75	-446,9					202	151			288	1000	28,8
ЛЭП		30	52 Владивосток 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,6	8,54	-109,5					100	-57			284	690	41,2
ЛЭП		30	53 Владивосток 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	4,95	19,43	-124,6					81	-54			243	630	38,5
ЛЭП		53	52 АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,46	7,79	-104,5					-104	64			298	690	43,2
ЛЭП		53	47 АТЭЦ 220 кВ - Береговая 2 220 кВ	4,82	19,18	-119,5					-113	18			278	690	40,4
ЛЭП		47	42 Береговая 2 220 кВ - Перевал 220 кВ	3,62	14,42	-89,9					-93	22			233	690	33,8
ЛЭП		42	37 Перевал 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,9	16,37	-109,9					-80	24			204	690	29,6
ЛЭП		26	37 Лозовая 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,41	13,58	-84,7					33	-12			91	690	13,2
ЛЭП		26	32 Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3			52	690	7,5
ЛЭП		26	32 Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3			52	690	7,5
ЛЭП		26	59 Лозовая 220 кВ - ПаГРЭС 220 кВ	2,14	9,58	-59					-95	-98			338	690	48,9
ЛЭП		62	1 ПаГРЭС 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	3,48	8,03	-57,9					-135	-27			681	510	133,5
ЛЭП		22	40 ПС Голубовка 110 кВ - Широкая 110 кВ	3,17	7,3	-52,6					11	3			53	510</	

# Продолжение приложение Г. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип0	Номер	Название № АРМ	U_ном
у	1	ПС Екатериновка 110 кВ	110
зак	2	ПС Екатериновка Н1	110
зак	3	ПС Екатериновка Н2	110
у	4	ПС Екатериновка 35 кВ	35
у	5	ПС Екатериновка 6 кВ	6
у	6	ПС Угольная 110 кВ	110
зак	7	ПС Угольная Н1	110
зак	8	ПС Угольная Н2	110
у	9	ПС Угольная 35 кВ	35
у	10	ПС Угольная 6 кВ	6
у	11	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	35
у	12	ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	6
у	13	ПС Микрорайон 35 кВ	35
у	14	ПС Микрорайон 6 кВ	6
у	15	ПС Морская 35 кВ	35
у	16	ПС Морская 6 кВ	6
у	17	ПС Восточная/т 110 кВ	110
зак	18	ПС Восточная/т Н1	110
зак	19	ПС Восточная/т Н2	110
у	20	ПС Восточная/т 27 кВ	28
у	21	ПС Восточная/т 10 кВ	10
у	22	ПС Голубовка 110 кВ	110
у	23	ПС Голубовка 10 кВ	10
у	24	ПС Контейнерная 110 кВ	110
у	25	ПС Контейнерная 10 кВ	10

Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

tip0	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	x0	
Тр-р		1	2 ПС Екатериновка 110 кВ - ПС Екатериновка Н1	2,6	88,9		1,7	12,1	0,983	266,7
Тр-р		1	3 ПС Екатериновка 110 кВ - ПС Екатериновка Н2	2,6	88,8		1,7	12,1	0,983	266,4
Тр-р		2	4 ПС Екатериновка Н1 - ПС Екатериновка 35 кВ	2,6					0,318	
Тр-р		3	4 ПС Екатериновка Н2 - ПС Екатериновка 35 кВ	2,6					0,318	
Тр-р		3	5 ПС Екатериновка Н2 - ПС Екатериновка 6 кВ	2,6	52				0,057	156
Тр-р		2	5 ПС Екатериновка Н1 - ПС Екатериновка 6 кВ	2,6	52				0,057	156
Тр-р		6	8 ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н2	0,8	35,5		3,2	18,1	1,018	106,5
Тр-р		6	7 ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н1	0,8	35,5		3,2	18,1	1,018	106,5
Тр-р		8	9 ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 35 кВ	0,8					0,318	
Тр-р		7	9 ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 35 кВ	0,8					0,318	
Тр-р		8	10 ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3				0,057	66,9
Тр-р		7	10 ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3				0,057	66,9
Тр-р		11	12 ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская	1,4	14,6		7,5	46,3	0,183	43,8
Тр-р		11	12 ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская	1,4	14,6		7,5	46,3	0,183	43,8
Тр-р		15	16 ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1		10,7	59,2	0,183	30,3
Тр-р		15	16 ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1		10,7	59,2	0,183	30,3
Тр-р		13	14 ПС Микрорайон 35 кВ - ПС Микрорайон 6 кВ	0,88	10,1		10,7	59,2	0,183	30,3
Тр-р		13	14 ПС Микрорайон 35 кВ - ПС Микрорайон 6 кВ	0,88	10,1		10,7	59,2	0,183	30,3
Тр-р		17	19 ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н2	1,5	57		3,2	17	1,018	171
Тр-р		17	18 ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н1	1,5	57		3,2	17	1,018	171
Тр-р		19	20 ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5					0,25	
Тр-р		18	20 ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5					0,25	
Тр-р		19	21 ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7				0,095	107,1
Тр-р		18	21 ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7				0,095	107,1
Тр-р		22	23 ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7		1,4	8,4	0,097	260,1
Тр-р		22	23 ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7		1,4	8,4	0,097	260,1
ЛЭП		24	17 ПС Контейнерная 110 кВ - ПС Восточная/т 110 кВ	1,19	4,14			-29,2		4,14
ЛЭП		17	6 ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Угольная 110 кВ	0,18	0,45			-3		0,45
ЛЭП		6	1 ПС Угольная 110 кВ - ПС Екатериновка 110 кВ	4,05	10,32			-68,8		10,32
ЛЭП		9	15 ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77					1,77
ЛЭП		9	15 ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77					1,77
ЛЭП		9	11 ПС Угольная 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	7,89	10,86					10,86
ЛЭП		9	13 ПС Угольная 35 кВ - ПС Микрорайон 35 кВ	1,19	1,99					1,99
ЛЭП		9	13 ПС Угольная 35 кВ - ПС Микрорайон 35 кВ	1,19	1,99					1,99
ЛЭП		11	4 ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Екатериновка 35 кВ	0,32	0,54					0,54
ЛЭП		22	24 ПС Голубовка 110 кВ - ПС Контейнерная 110 кВ	2	4,2			-34		4,2
Тр-р		24	25 ПС Контейнерная 110 кВ - ПС Контейнерная 10 кВ	4,38	86,7		1,4	8,4	0,099	260,1
Тр-р		24	25 ПС Контейнерная 110 кВ - ПС Контейнерная 10 кВ	4,38	86,7		1,4	8,4	0,099	260,1
N	Название	N узла	r	x	r2	X2	X0	E		
1	ПС Екатериновка 35 кВ	4		0,35		0,35	0,35	35		
2	ПС Екатериновка 6 кВ	5		0,35		0,35	0,35	6,3		
3	ПС Угольная 35 кВ	9		0,35		0,35	0,35	35		
4	ПС Угольная 6 кВ	10		0,35		0,35	0,35	6,3		
5	ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	12		0,35		0,35	0,35	6,3		
6	ПС Микрорайон 6 кВ	14		0,35		0,35	0,35	6,3		
7	ПС Морская 6 кВ	16		0,35		0,35	0,35	6,3		
8	ПС Восточная/т 27 кВ	20		0,35		0,35	0,35	27,5		
9	ПС Восточная/т 10 кВ	21		0,35		0,35	0,35	10,5		
10	ПС Голубовка 10 кВ	23		0,35		0,35	0,35	10,5		
11	ПС Контейнерная 10 кВ	25		0,35		0,35	0,35	10,5		
12	ПС Екатериновка 110 кВ	1		0,35		0,35	0,35	110		



Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

№	№ сост	Тип	П 1	l 1	dl 1	r1	x1	l 2	dl 2	r2	x2	l 0	dl 0	r0	x0
1	1	3ф	24	7,3475	-78,49			0				0			
1	1	2ф	24	3,6737	-78,49			-3,6737	-78,49			0			
1	1	1ф	24	2,2507	-82,94			2,2507	-82,94			2,2507	-82,94		
1	1	1ф1ф	24	2,2507	-82,94			2,2507	-82,94			2,2507	-82,94		
1	1	1ф1ф	25	18,6596	-88,36			-10,681	-87,56			-7,9811	-89,43		
1	1	1ф	25	8,79	-88,82			8,79	-88,82			8,79	-88,82		
1	1	2ф	25	14,6699	-88,07			-14,6699	-88,07			0			
1	1	3ф	25	29,3399	-88,07			0				0			

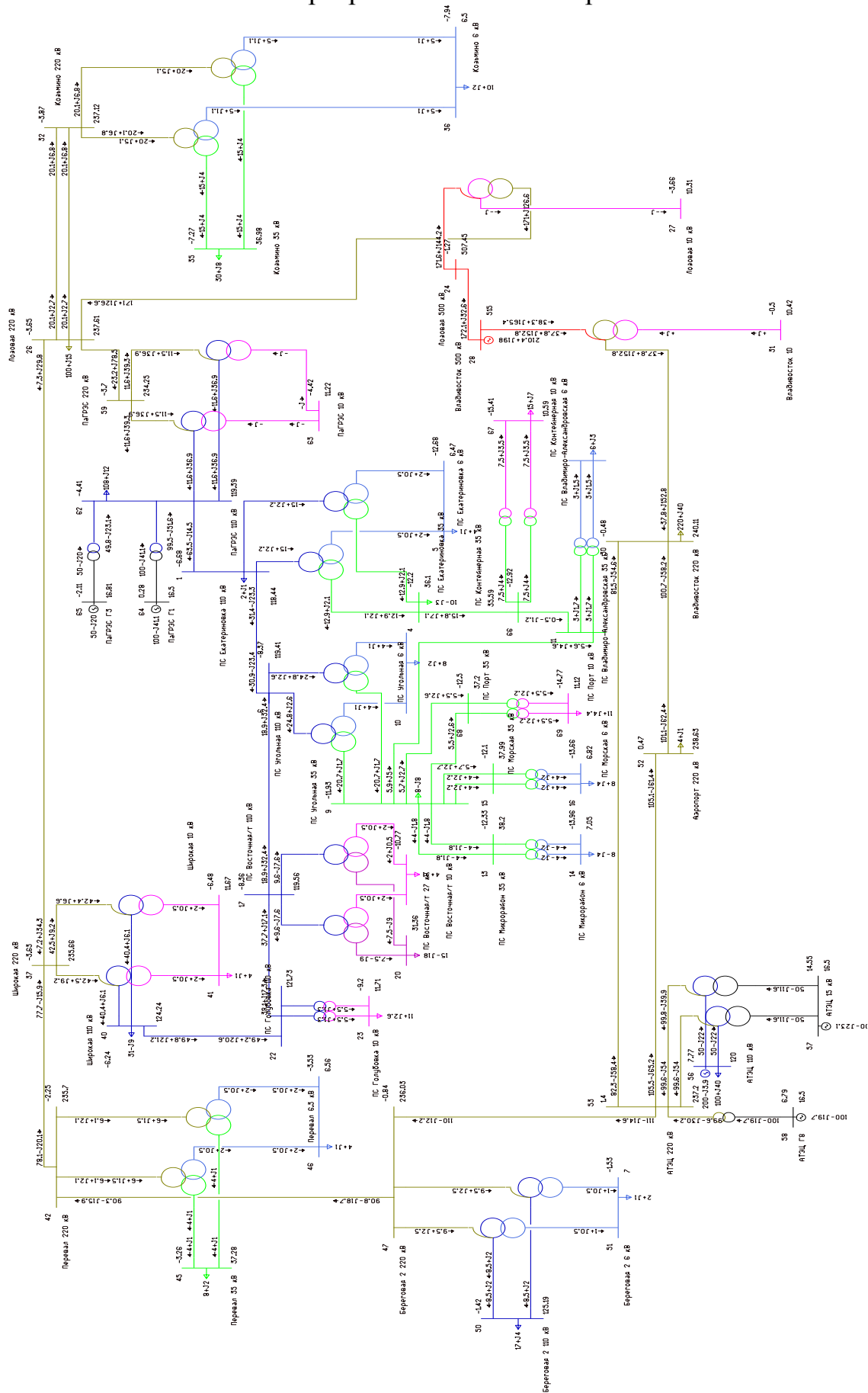
## Приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Нагр	1	ПС Екатериновка 110 кВ	110			1	2	1						118,44	7,68	-6,68
Нагр	2	ПС Екатериновка Н1	110			1								113,83	3,48	-12,22
Нагр	3	ПС Екатериновка Н2	110			1								113,83	3,48	-12,22
Нагр	4	ПС Екатериновка 35 кВ	35			1	10	-3						36,1	3,15	-12,2
Нагр	5	ПС Екатериновка 6 кВ	6			1	4	1						6,47	2,74	-12,68
Нагр	6	ПС Угольная 110 кВ	110			1								119,41	8,56	-8,37
Нагр	7	ПС Угольная Н1	110			1								120,37	9,42	-11,93
Нагр	8	ПС Угольная Н2	110			1								120,37	9,42	-11,93
Нагр	9	ПС Угольная 35 кВ	35			1	8	-8						38,23	9,24	-11,93
Нагр	10	ПС Угольная 6 кВ	6			1	8	2						6,85	8,71	-12,28
Нагр	11	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	35			1								35,61	1,73	-12,96
Нагр	12	ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	6			1	6	3						6,36	1,02	-14,88
Нагр	13	ПС Микрорайон 35 кВ	35			1								38,2	9,14	-12,33
Нагр	14	ПС Микрорайон 6 кВ	6			1	8	-4						7,05	11,98	-13,96
Нагр	15	ПС Морская 35 кВ	35			1								37,99	8,55	-12,1
Нагр	16	ПС Морская 6 кВ	6			1	8	4						6,82	8,29	-13,66
Нагр	17	ПС Восточная/т 110 кВ	110			1								119,56	8,69	-8,36
Нагр	18	ПС Восточная/т Н1	110			1								125,53	14,11	-10,51
Нагр	19	ПС Восточная/т Н2	110			1								125,53	14,11	-10,51
Нагр	20	ПС Восточная/т 27 кВ	28			1	15	-18						31,36	14,03	-10,56
Нагр	21	ПС Восточная/т 10 кВ	10			1	4	1						11,91	13,42	-10,77
Нагр	22	ПС Голубовка 110 кВ	110			1								121,73	10,66	-7,36
Нагр	23	ПС Голубовка 10 кВ	10			1	11	2,6						11,71	11,52	-9,2
Нагр	24	Лозовая 500 кВ	500			1								507,45	1,49	-1,27
Нагр	25	Лозовая Н1	500			1								491,06	-1,79	-3,66
Нагр	26	Лозовая 220 кВ	220			1	100	15						237,61	8	-3,65
Нагр	27	Лозовая 10 кВ	10			1								10,31	-1,79	-3,66
База	28	Владивосток 500 кВ	500			1			210,4	198	515			515	3	
Нагр	29	Владивосток Н1	500			1								496,11	-0,78	-0,5
Нагр	30	Владивосток 220 кВ	220			1	220	40						240,11	9,14	-0,48
Нагр	31	Владивосток 10	10			1								10,42	4,18	-0,5
Нагр	32	Козьмино 220 кВ	220			1								237,12	7,78	-3,87
Нагр	33	Козьмино Н1	220			1								232,81	5,82	-7,29
Нагр	34	Козьмино Н2	220			1								232,81	5,82	-7,29
Нагр	35	Козьмино 35 кВ	35			1	30	8						36,98	5,66	-7,27
Нагр	36	Козьмино 6 кВ	6			1	10	2						6,5	3,19	-7,94
Нагр	37	Широкая 220 кВ	220			1								235,66	7,12	-3,63
Нагр	38	Широкая Н1	220			1								248,56	12,98	-6,24
Нагр	39	Широкая Н2	220			1								248,56	12,98	-6,24
Нагр	40	Широкая 110 кВ	110			1	31	-9						124,24	12,95	-6,24
Нагр	41	Широкая 10 кВ	10			1	4	1						11,67	11,13	-6,48
Нагр	42	Перевал 220 кВ	220			1								235,7	7,14	-2,25
Нагр	43	Перевал Н1	220			1								234,51	6,6	-3,27
Нагр	44	Перевал Н2	220			1								234,51	6,6	-3,27
Нагр	45	Перевал 35 кВ	35			1	8	2						37,28	6,51	-3,26
Нагр	46	Перевал 6.3 кВ	6			1	4	1						6,56	4,09	-3,53
Нагр	47	Береговая 2 220 кВ	220			1								236,03	7,29	-0,84
Нагр	48	Береговая 2 Н1	220			1								250,39	13,82	-1,42
Нагр	49	Береговая 2 Н2	220			1								250,39	13,82	-1,42
Нагр	50	Береговая 2 110 кВ	110			1	17	4						125,19	13,81	-1,42
Нагр	51	Береговая 2 6 кВ	6			1	2	1						7	11,16	-1,53
Нагр	52	Аэропорт 220 кВ	220			1	4	1						238,63	8,47	0,47
Нагр	53	АТЭЦ 220 кВ	220			1								237,2	7,82	1,4
Нагр	54	АТЭЦ Н1	220			1								239,9	9,05	7,76
Нагр	55	АТЭЦ Н2	220			1								239,9	9,05	7,76
Ген	56	АТЭЦ 110 кВ	110			1	100	40	200	-3,9	120	-100	100	120	9,09	7,77
Ген	57	АТЭЦ 15 кВ	16			1			100	-23,1	16,5	-50	50	16,5	4,76	14,55
Ген	58	АТЭЦ Г8	16			1			100	-19,7	16,5	-50	50	16,5	4,76	6,79
Нагр	59	ПаГРЭС 220 кВ	220			1								234,25	6,48	-3,7
Нагр	60	ПаГРЭС Н1	220			1								238,81	8,55	-4,42
Нагр	61	ПаГРЭС Н2	220			1								238,81	8,55	-4,42
Нагр	62	ПаГРЭС 110 кВ	110			1	108	12						119,39	8,54	-4,41
Нагр	63	ПаГРЭС 10 кВ	10			1								11,22	6,9	-4,42
Ген	64	ПаГРЭС Г1	16			1			100	-41,1	16,5	-50	50	16,5	4,76	0,28
Ген	65	ПаГРЭС Г3	16			1			50	-20	16	-20	20	16,81	6,75	-2,11
Нагр	66	ПС Контейнерная 35 кВ	35			1								35,59	1,69	-12,92
Нагр	67	ПС Контейнерная 10 кВ	10			1	15	7						10,59	5,95	-15,41
Нагр	68	ПС Порт 35 кВ	35			1								37,2	6,3	-12,5
Нагр	69	ПС Порт 10 кВ	10			1	11	4,4						11,12	11,24	-14,77

## Продолжение приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I max	Идон_расч	загр.
Tr-p	1	2	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	0,983	8	1	-15	-4	76			
Tr-p	1	3	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н2	2,6	88,8	12,1	1,7	0,983	8	1	-15	-4	76			
Tr-p	2	4	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-13	-2	66			
Tr-p	3	4	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-13	-2	66			
Tr-p	3	5	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1	10			
Tr-p	2	5	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1	10			
Tr-p	6	8	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-25	-4	122			
Tr-p	6	7	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-25	-4	122			
Tr-p	8	9	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-21	-2	100			
Tr-p	7	9	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-21	-2	100			
Tr-p	8	10	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1	20			
Tr-p	7	10	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1	20			
Tr-p	11	12	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2	56			
Tr-p	11	12	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2	56			
Tr-p	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2	70			
Tr-p	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2	70			
Tr-p	13	14	ПС Микрорайон 35 кВ - ПС Микрорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2	67			
Tr-p	13	14	ПС Микрорайон 35 кВ - ПС Микрорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2	67			
Tr-p	17	19	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н2	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8	59			
Tr-p	17	18	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н1	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8	59			
Tr-p	19	20	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5				0,25			-8	9	54			
Tr-p	18	20	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-8	9	54			
Tr-p	19	21	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1	9			
Tr-p	18	21	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1	9			
Tr-p	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2	27			
Tr-p	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2	27			
лЭП	22	17	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Восточная/т 110 кВ	3,19	8,14	-54,2					-38	-17	200	610	32,8	
лЭП	17	6	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Угольная 110 кВ	0,18	0,45	-3					-19	-32	181	510	35,5	
лЭП	6	1	ПС Угольная 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	4,05	10,32	-68,8					31	-23	190	510	37,3	
лЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2	70	330	21,2	
лЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2	70	330	21,2	
лЭП	9	11	ПС Угольная 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	7,89	10,86						-6	-5	117	330	35,3	
лЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Микрорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2	67	380	17,5	
лЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Микрорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2	67	380	17,5	
лЭП	11	66	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Контейнерная 35 кВ	0,42	0,64						0	-1	20	445	4,6	
Tr-p	24	25	Лозовая 500 кВ - Лозовая Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-172	-144	255			
Tr-p	25	26	Лозовая Н1 - Лозовая 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-171	-127	250			
Tr-p	25	27	Лозовая Н1 - Лозовая 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	0	0			
Tr-p	28	29	Владивосток 500 кВ - Владивосток Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-38	-165	190			
Tr-p	29	30	Владивосток Н1 - Владивосток 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-38	-153	183			
Tr-p	29	31	Владивосток Н1 - Владивосток 10	2,9	113,5			0,021			0	0	0			
Tr-p	37	38	Широкая 220 кВ - Широкая Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-42	-9	106			
Tr-p	38	40	Широкая Н1 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-40	-6	95			
Tr-p	38	41	Широкая Н1 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1	5			
Tr-p	37	39	Широкая 220 кВ - Широкая Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-42	-9	106			
Tr-p	39	40	Широкая Н2 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-40	-6	95			
Tr-p	39	41	Широкая Н2 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1	5			
Tr-p	59	60	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-12	-39	101			
Tr-p	60	62	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-12	-37	94			
Tr-p	60	63	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0	0			
Tr-p	59	61	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-12	-39	101			
Tr-p	61	62	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-12	-37	94			
Tr-p	61	63	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0	0			
Tr-p	62	64	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г1	0,4	11,1	52	7,6	0,143			100	-52	542			
Tr-p	62	65	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г3	0,4	11,1	52	7,6	0,143			50	-23	265			
Tr-p	53	54	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-54	276			
Tr-p	54	56	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-22	131			
Tr-p	54	57	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18	127			
Tr-p	53	55	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-54	276			
Tr-p	55	56	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-22	131			
Tr-p	55	57	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18	127			
Tr-p	53	58	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			100	-30	253			
Tr-p	47	48	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3	25			
Tr-p	48	50	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2	20			
Tr-p	48	51	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1	3			
Tr-p	47	49	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3	25			
Tr-p	49	50	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2	20			
Tr-p	49	51	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1	3			
Tr-p	42	43	Перевал 220 кВ - Перевал Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2	16			
Tr-p	43	45	Перевал Н1 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1	10			
Tr-p	43	46	Перевал Н1 - Перевал 6,3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1	5			
Tr-p	42	44	Перевал 220 кВ - Перевал Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2	16			
Tr-p	44	45	Перевал Н2 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1	10			
Tr-p	44	46	Перевал Н2 - Перевал 6,3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1	5			
Tr-p	32	33	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7	52			
Tr-p	33	35	Козьмино Н1 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4	39			
Tr-p	33	36	Козьмино Н1 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1	13			
Tr-p	32	34	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7	52			
Tr-p	34	35	Козьмино Н2 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4	39			
Tr-p	34	36	Козьмино Н2 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1	13			
лЭП	24	28	Лозовая 500 кВ - Владивосток 500 кВ	3,89	35,75	-446,9					172	144	255	1000	25,5	
лЭП	30	52	Владивосток 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,6	8,54	-109,5					101	-58	287	690	41,7	
лЭП	30	53	Владивосток 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	4,95	19,43	-124,6					81	-55	246	630	39	
лЭП	53	52	АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,46	7,79	-104,5					-106	65	302	690	43,8	
лЭП	53	47	АТЭЦ 220 кВ - Береговая 2 220 кВ	4,82	19,18	-119,5					-111	15	273	690	39,5	
лЭП	47	42	Береговая 2 220 кВ - Перевал 220 кВ	3,62	14,42	-89,9					-91	19	227	690	32,9	
лЭП	42	37	Перевал 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,9	16,37	-109,9					-78	20	198	690	28,6	
лЭП	26	37	Лозовая 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,41	13,58	-84,7					-7	-30	86	690	12,5	
лЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3	52	690	7,5	
лЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3	52	690	7,5	
лЭП	26	59	Лозовая 220 кВ - ПаГРЭС 220 кВ	2,14	9,58	-59					-23	-76	202	690	29,2	
лЭП	62	1	ПаГРЭС 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	3,48	8,03	-57,9					-65	13	318	510	62,4	
лЭП	22	40	ПС Голубовка 110 кВ - Широкая 110 кВ	3,17	7,3	-52,6					49	21	253	610	41,4	
лЭП	9	68	ПС Угольная 35 кВ - ПС Порт 35 кВ	4,71	4,75						-6	-3	95	265	35,7	

# Продолжение приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



Продолжение приложение Д.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

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
Нагр	1	ПС Екатериновка 110 кВ	110			1	2	1						113,46	3,15	-16,92
Нагр	2	ПС Екатериновка Н1	110			1								108,15	-1,69	-22,36
Нагр	3	ПС Екатериновка Н2	110			1								108,15	-1,69	-22,36
Нагр	4	ПС Екатериновка 35 кВ	35			1	10	-3						34,3	-1,99	-22,33
Нагр	5	ПС Екатериновка 6 кВ	6			1	4	1						6,15	-2,42	-22,86
Нагр	6	ПС Угольная 110 кВ	110			1								115,43	4,93	-15,79
Нагр	7	ПС Угольная Н1	110			1								116,29	5,72	-19,85
Нагр	8	ПС Угольная Н2	110			1								116,29	5,72	-19,85
Нагр	9	ПС Угольная 35 кВ	35			1	8	-8						36,93	5,52	-19,84
Нагр	10	ПС Угольная 6 кВ	6			1	8	2						6,62	5,01	-20,22
Нагр	11	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	35			1								33,8	-3,44	-22,82
Нагр	12	ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	6			1	6	3						6,03	-4,35	-24,96
Нагр	13	ПС Микрорайон 35 кВ	35			1								36,9	5,42	-20,27
Нагр	14	ПС Микрорайон 6 кВ	6			1	8	-4						6,82	8,24	-22,02
Нагр	15	ПС Морская 35 кВ	35			1								36,68	4,8	-20,02
Нагр	16	ПС Морская 6 кВ	6			1	8	4						6,58	4,42	-21,7
Нагр	17	ПС Восточная/т 110 кВ	110			1								115,63	5,12	-15,65
Нагр	18	ПС Восточная/т Н1	110			1								121,63	10,57	-17,95
Нагр	19	ПС Восточная/т Н2	110			1								121,63	10,57	-17,95
Нагр	20	ПС Восточная/т 27 кВ	28			1	15	-18						30,38	10,49	-18
Нагр	21	ПС Восточная/т 10 кВ	10			1	4	1						11,54	9,89	-18,23
Нагр	22	ПС Голубовка 110 кВ	110			1								118,9	8,09	-12,27
Нагр	23	ПС Голубовка 10 кВ	10			1	11	2,6						11,43	8,88	-14,2
Нагр	24	Лозовая 500 кВ	500			1								506,73	1,35	-1,22
Нагр	25	Лозовая Н1	500			1								489,03	-2,19	-3,54
Нагр	26	Лозовая 220 кВ	220			1	100	15						236,62	7,56	-3,53
Нагр	27	Лозовая 10 кВ	10			1								10,27	-2,19	-3,54
База	28	Владивосток 500 кВ	500			1			215	211,2	515			515	3	
Нагр	29	Владивосток Н1	500			1								495,83	-0,83	-0,63
Нагр	30	Владивосток 220 кВ	220			1	220	40						239,96	9,07	-0,62
Нагр	31	Владивосток 10	10			1								10,41	4,12	-0,63
Нагр	32	Козьмино 220 кВ	220			1								236,14	7,33	-3,76
Нагр	33	Козьмино Н1	220			1								231,8	5,36	-7,2
Нагр	34	Козьмино Н2	220			1								231,8	5,36	-7,2
Нагр	35	Козьмино 35 кВ	35			1	30	8						36,82	5,2	-7,19
Нагр	36	Козьмино 6 кВ	6			1	10	2						6,47	2,74	-7,87
Нагр	37	Широкая 220 кВ	220			1								233,65	6,2	-4,34
Нагр	38	Широкая Н1	220			1								245,99	11,81	-9,14
Нагр	39	Широкая Н2	220			1								245,99	11,81	-9,14
Нагр	40	Широкая 110 кВ	110			1	31	-9						122,92	11,75	-9,14
Нагр	41	Широкая 10 кВ	10			1	4	1						11,55	9,98	-9,39
Нагр	42	Перевал 220 кВ	220			1								234,2	6,45	-2,78
Нагр	43	Перевал Н1	220			1								233	5,91	-3,82
Нагр	44	Перевал Н2	220			1								233	5,91	-3,82
Нагр	45	Перевал 35 кВ	35			1	8	2						37,04	5,82	-3,81
Нагр	46	Перевал 6.3 кВ	6			1	4	1						6,52	3,42	-4,08
Нагр	47	Береговая 2 220 кВ	220			1								235,02	6,83	-1,23
Нагр	48	Береговая 2 Н1	220			1								249,31	13,32	-1,82
Нагр	49	Береговая 2 Н2	220			1								249,31	13,32	-1,82
Нагр	50	Береговая 2 110 кВ	110			1	17	4						124,65	13,32	-1,82
Нагр	51	Береговая 2 6 кВ	6			1	2	1						6,97	10,68	-1,94
Нагр	52	Аэропорт 220 кВ	220			1	4	1						238,4	8,36	0,3
Нагр	53	АТЭЦ 220 кВ	220			1								236,89	7,68	1,18
Нагр	54	АТЭЦ Н1	220			1								239,9	9,05	7,55
Нагр	55	АТЭЦ Н2	220			1								239,9	9,05	7,55
Ген	56	АТЭЦ 110 кВ	110			1	100	40	200	-1,5	120	-100	100	120	9,09	7,56
Ген	57	АТЭЦ 15 кВ	16			1			100	-23,1	16,5	-50	50	16,5	4,76	14,34
Ген	58	АТЭЦ Г8	16			1			100	-18,3	16,5	-50	50	16,5	4,76	6,58
Нагр	59	ПаГРЭС 220 кВ	220			1								233,57	6,17	-2,94
Нагр	60	ПаГРЭС Н1	220			1								237,33	7,88	-1,57
Нагр	61	ПаГРЭС Н2	220			1								237,33	7,88	-1,57
Нагр	62	ПаГРЭС 110 кВ	110			1	108	12						118,69	7,9	-1,55
Нагр	63	ПаГРЭС 10 кВ	10			1								11,15	6,23	-1,57
Ген	64	ПаГРЭС Г1	16			1			100	-33,8	16,5	-50	50	16,5	4,76	3,16
Ген	65	ПаГРЭС Г3	16			1			50	-20	16	-20	20	16,71	6,1	0,78
Нагр	66	ПС Контейнерная 35 кВ	35			1								33,77	-3,52	-22,9
Нагр	67	ПС Контейнерная 10 кВ	10			1	15	7						10,02	0,21	-25,67
Нагр	68	ПС Порт 35 кВ	35			1								35,86	2,46	-20,46
Нагр	69	ПС Порт 10 кВ	10			1	11	4,4						10,7	7,04	-22,9

## Продолжение приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	Идон_расч	загр.
Тр-р	1		2 ПС Екатериновка 110 кВ - ПС Екатериновка Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	0,983	8	1	-13	-5		73		
Тр-р	1		3 ПС Екатериновка 110 кВ - ПС Екатериновка Н2	2,6	88,8	12,1	1,7	0,983	8	1	-13	-5		73		
Тр-р	2		4 ПС Екатериновка Н1 - ПС Екатериновка 35 кВ	2,6				0,318			-11	-3		63		
Тр-р	3		4 ПС Екатериновка Н2 - ПС Екатериновка 35 кВ	2,6				0,318			-11	-3		63		
Тр-р	3		5 ПС Екатериновка Н2 - ПС Екатериновка 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1		11		
Тр-р	2		5 ПС Екатериновка Н1 - ПС Екатериновка 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1		11		
Тр-р	6		8 ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-26	-5		134		
Тр-р	6		7 ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-26	-5		134		
Тр-р	8		9 ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-22	-1		111		
Тр-р	7		9 ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-22	-1		111		
Тр-р	8		10 ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1		20		
Тр-р	7		10 ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1		20		
Тр-р	11		12 ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2		59		
Тр-р	11		12 ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2		59		
Тр-р	15		16 ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2		72		
Тр-р	15		16 ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2		72		
Тр-р	13		14 ПС Мирораийон 35 кВ - ПС Мирораийон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2		69		
Тр-р	13		14 ПС Мирораийон 35 кВ - ПС Мирораийон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2		69		
Тр-р	17		19 ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н2	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8		61		
Тр-р	17		18 ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н1	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8		61		
Тр-р	19		20 ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-8	9		56		
Тр-р	18		20 ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-8	9		56		
Тр-р	19		21 ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1		10		
Тр-р	18		21 ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1		10		
Тр-р	22		23 ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2		28		
Тр-р	22		23 ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2		28		
лЭП	22		17 ПС Голубовка 110 кВ - ПС Восточная/т 110 кВ	3,19	8,14	-54,2					-104	-10		506	610	83
лЭП	17		6 ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Угольная 110 кВ	0,18	0,45	-3					-82	-19		422	510	82,7
лЭП	6		1 ПС Угольная 110 кВ - ПС Екатериновка 110 кВ	4,05	10,32	-68,8					-29	-10		157	510	30,7
лЭП	9		15 ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2		72	330	22
лЭП	9		15 ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2		72	330	22
лЭП	9		11 ПС Угольная 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	7,89	10,86						-9	-4		156	330	47,3
лЭП	9		13 ПС Угольная 35 кВ - ПС Мирораийон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2		69	300	18,1
лЭП	9		13 ПС Угольная 35 кВ - ПС Мирораийон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2		69	300	18,1
лЭП	11		66 ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Контейнерная 35 кВ	0,42	0,64						-2	0		42	445	9,3
Тр-р	24		25 Лозовая 500 кВ - Лозовая Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-166	-155		259		
Тр-р	25		26 Лозовая Н1 - Лозовая 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-166	-137		254		
Тр-р	25		27 Лозовая Н1 - Лозовая 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	0		0		
Тр-р	28		29 Владивосток 500 кВ - Владивосток Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-48	-168		196		
Тр-р	29		30 Владивосток Н1 - Владивосток 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-48	-155		189		
Тр-р	29		31 Владивосток Н1 - Владивосток 10	2,9	113,5			0,021			0	0		0		
Тр-р	37		38 Широкая 220 кВ - Широкая Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-77	-13		192		
Тр-р	38		40 Широкая Н1 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-74	-5		175		
Тр-р	38		41 Широкая Н1 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1		5		
Тр-р	37		39 Широкая 220 кВ - Широкая Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-77	-13		192		
Тр-р	39		40 Широкая Н2 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-74	-5		175		
Тр-р	39		41 Широкая Н2 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1		5		
Тр-р	59		60 ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	21	-42		117		
Тр-р	60		62 ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			21	-39		108		
Тр-р	60		63 ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0		0		
Тр-р	59		61 ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	21	-42		117		
Тр-р	61		62 ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			21	-39		108		
Тр-р	61		63 ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0		0		
Тр-р	62		64 ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г1	0,4	11,1	52	7,6	0,143			100	-44		529		
Тр-р	62		65 ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г3	0,4	11,1	52	7,6	0,143			50	-23		267		
Тр-р	53		54 АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-53		275		
Тр-р	54		56 АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-21		130		
Тр-р	54		57 АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18		127		
Тр-р	53		55 АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-53		275		
Тр-р	55		56 АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-21		130		
Тр-р	55		57 АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18		127		
Тр-р	53		58 АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			100	-29		253		
Тр-р	47		48 Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3		25		
Тр-р	48		50 Береговая 2 Н1 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2		20		
Тр-р	48		51 Береговая 2 Н1 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1		3		
Тр-р	47		49 Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3		25		
Тр-р	49		50 Береговая 2 Н2 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2		20		
Тр-р	49		51 Береговая 2 Н2 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1		3		
Тр-р	42		43 Перевал 220 кВ - Перевал Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2		16		
Тр-р	43		45 Перевал Н1 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1		10		
Тр-р	43		46 Перевал Н1 - Перевал 6,3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1		5		
Тр-р	42		44 Перевал 220 кВ - Перевал Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2		16		
Тр-р	44		45 Перевал Н2 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1		10		
Тр-р	44		46 Перевал Н2 - Перевал 6,3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1		5		
Тр-р	32		33 Козьмино 220 кВ - Козьмино Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7		52		
Тр-р	33		35 Козьмино Н1 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4		39		
Тр-р	33		36 Козьмино Н1 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1		13		
Тр-р	32		34 Козьмино 220 кВ - Козьмино Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7		52		
Тр-р	34		35 Козьмино Н2 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4		39		
Тр-р	34		36 Козьмино Н2 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1		13		
лЭП	24		28 Лозовая 500 кВ - Владивосток 500 кВ	3,89	35,75	-446,9					166	155		259	1000	25,9
лЭП	30		52 Владивосток 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,6	8,54	-109,5					95	-59		279	690	40,4
лЭП	30		53 Владивосток 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	4,95	19,43	-124,6					77	-55		238	630	37,8
лЭП	53		52 АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,46	7,79	-104,5					-100	67		293	690	42,5
лЭП	53		47 АТЭЦ 220 кВ - Береговая 2 220 кВ	4,82	19,18	-119,5					-121	8		296	690	42,9
лЭП	47		42 Береговая 2 220 кВ - Перевал 220 кВ	3,62	14,42	-89,9					-101	13		249	690	36,1
лЭП	42		37 Перевал 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,9	16,37	-109,9					-88	15		220	690	31,8
лЭП	26		37 Лозовая 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,41	13,58	-84,7					-66	-33		186	690	27
лЭП	26		32 Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3		52	690	7,5
лЭП	26		32 Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3		52	690	7,5
лЭП	26		59 Лозовая 220 кВ - ПаГРЭС 220 кВ	2,14	9,58	-59					41	-83		233	690	33,8
лЭП	62		1 ПаГРЭС 110 кВ - ПС Екатериновка 110 кВ	3,48	8,03	-57,9								510		
лЭП	22		40 ПС Голубовка 110 кВ - Широкая 110 кВ	3,17	7,3	-52,6					115	13		561	610	92
лЭП	9		68 ПС Угольная 35 кВ - ПС Порт 35 кВ	4,71	4											



## Приложение Е. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

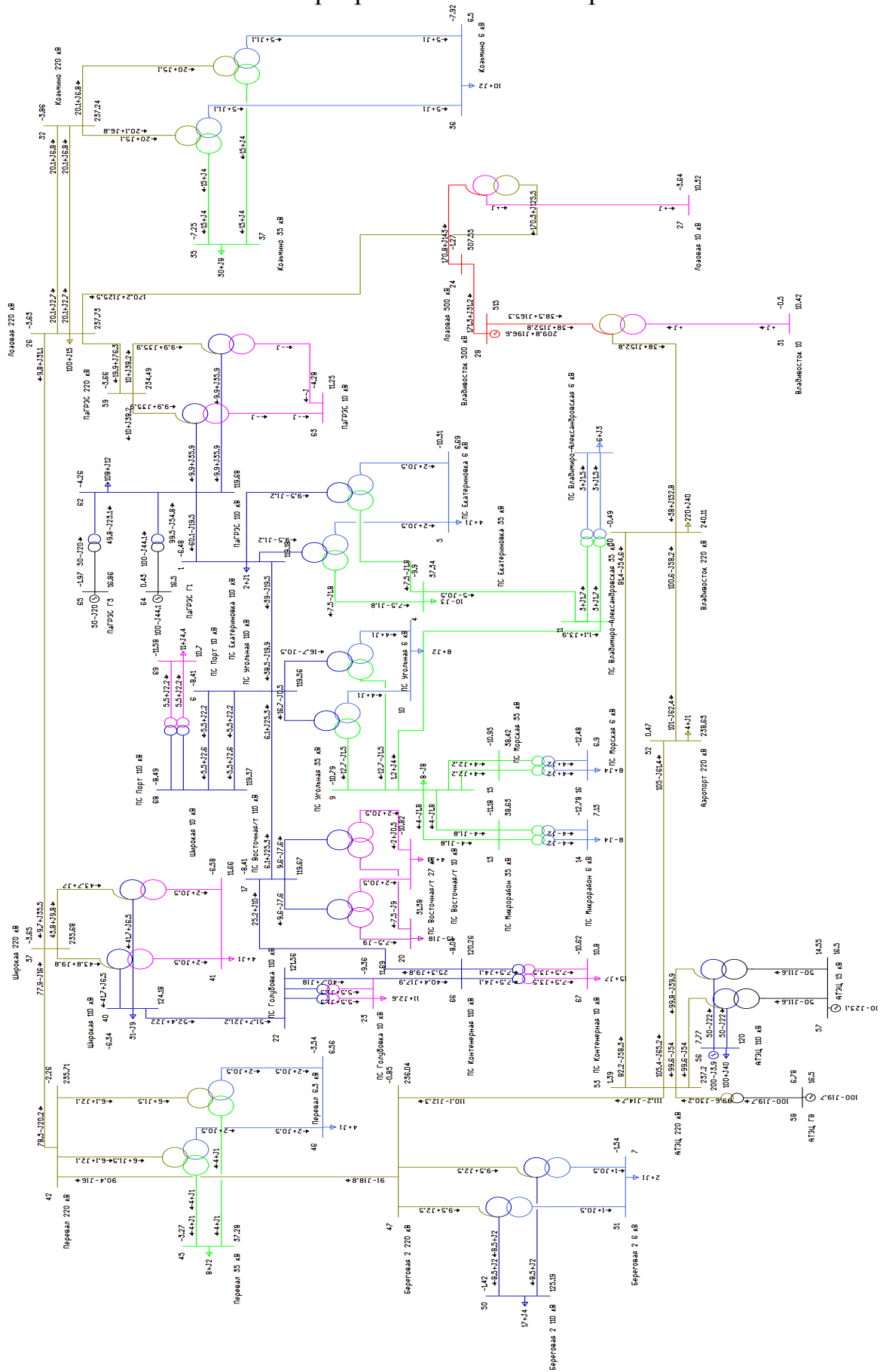
Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	dV	Delta
Нагр	1	ПС Екатериновка 110 кВ	110			1	2	1						119,18	8,34	-6,48
Нагр	2	ПС Екатериновка Н1	110			1								117,58	6,89	-9,88
Нагр	3	ПС Екатериновка Н2	110			1								117,58	6,9	-9,88
Нагр	4	ПС Екатериновка 35 кВ	35			1	10	-3						37,34	6,68	-9,9
Нагр	5	ПС Екатериновка 6 кВ	6			1	4	1						6,69	6,14	-10,31
Нагр	6	ПС Угольная 110 кВ	110			1								119,56	8,69	-8,41
Нагр	7	ПС Угольная Н1	110			1								121,65	10,59	-10,78
Нагр	8	ПС Угольная Н2	110			1								121,65	10,59	-10,78
Нагр	9	ПС Угольная 35 кВ	35			1	8	-8						38,66	10,45	-10,79
Нагр	10	ПС Угольная 6 кВ	6			1	8	2						6,92	9,87	-11,13
Нагр	11	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	35			1								37,29	6,55	-10,04
Нагр	12	ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	6			1	6	3						6,68	6,03	-11,79
Нагр	13	ПС Микрорайон 35 кВ	35			1								38,63	10,36	-11,18
Нагр	14	ПС Микрорайон 6 кВ	6			1	8	-4						7,13	13,21	-12,78
Нагр	15	ПС Морская 35 кВ	35			1								38,42	9,77	-10,95
Нагр	16	ПС Морская 6 кВ	6			1	8	4						6,9	9,56	-12,48
Нагр	17	ПС Восточная/т 110 кВ	110			1								119,67	8,79	-8,41
Нагр	18	ПС Восточная/т Н1	110			1								125,63	14,21	-10,57
Нагр	19	ПС Восточная/т Н2	110			1								125,63	14,21	-10,57
Нагр	20	ПС Восточная/т 27 кВ	28			1	15	-18						31,38	14,12	-10,62
Нагр	21	ПС Восточная/т 10 кВ	10			1	4	1						11,92	13,51	-10,82
Нагр	22	ПС Голубовка 110 кВ	110			1								121,56	10,51	-7,52
Нагр	23	ПС Голубовка 10 кВ	10			1	11	2,6						11,69	11,36	-9,36
Нагр	24	Лозовая 500 кВ	500			1								507,55	1,51	-1,27
Нагр	25	Лозовая Н1	500			1								491,31	-1,74	-3,64
Нагр	26	Лозовая 220 кВ	220			1	100	15						237,73	8,06	-3,63
Нагр	27	Лозовая 10 кВ	10			1								10,32	-1,74	-3,64
База	28	Владивосток 500 кВ	500			1			209,8	196,6	515			515	3	
Нагр	29	Владивосток Н1	500			1								496,12	-0,78	-0,5
Нагр	30	Владивосток 220 кВ	220			1	220	40						240,11	9,14	-0,49
Нагр	31	Владивосток 10	10			1								10,42	4,19	-0,5
Нагр	32	Козьино 220 кВ	220			1								237,24	7,84	-3,86
Нагр	33	Козьино Н1	220			1								232,93	5,88	-7,26
Нагр	34	Козьино Н2	220			1								232,93	5,88	-7,26
Нагр	35	Козьино 35 кВ	35			1	30	8						37	5,71	-7,25
Нагр	36	Козьино 6 кВ	6			1	10	2						6,5	3,24	-7,92
Нагр	37	Широкая 220 кВ	220			1								235,68	7,13	-3,65
Нагр	38	Широкая Н1	220			1								248,45	12,93	-6,34
Нагр	39	Широкая Н2	220			1								248,45	12,93	-6,34
Нагр	40	Широкая 110 кВ	110			1	31	-9						124,18	12,89	-6,34
Нагр	41	Широкая 10 кВ	10			1	4	1						11,66	11,08	-6,58
Нагр	42	Перевал 220 кВ	220			1								235,71	7,14	-2,26
Нагр	43	Перевал Н1	220			1								234,52	6,6	-3,28
Нагр	44	Перевал Н2	220			1								234,52	6,6	-3,28
Нагр	45	Перевал 35 кВ	35			1	8	2						37,28	6,51	-3,27
Нагр	46	Перевал 6.3 кВ	6			1	4	1						6,56	4,1	-3,54
Нагр	47	Береговая 2 220 кВ	220			1								236,04	7,29	-0,85
Нагр	48	Береговая 2 Н1	220			1								250,4	13,82	-1,42
Нагр	49	Береговая 2 Н2	220			1								250,4	13,82	-1,42
Нагр	50	Береговая 2 110 кВ	110			1	17	4						125,19	13,81	-1,42
Нагр	51	Береговая 2 6 кВ	6			1	2	1						7	11,17	-1,54
Нагр	52	Аэропорт 220 кВ	220			1	4	1						238,63	8,47	0,47
Нагр	53	АТЭЦ 220 кВ	220			1								237,2	7,82	1,39
Нагр	54	АТЭЦ Н1	220			1								239,9	9,05	7,76
Нагр	55	АТЭЦ Н2	220			1								239,9	9,05	7,76
Ген	56	АТЭЦ 110 кВ	110			1	100	40	200	-3,9	120	-100	100	120	9,09	7,77
Ген	57	АТЭЦ 15 кВ	16			1			100	-23,1	16,5	-50	50	16,5	4,76	14,55
Ген	58	АТЭЦ Г8	16			1			100	-19,7	16,5	-50	50	16,5	4,76	6,78
Нагр	59	ПаГРЭС 220 кВ	220			1								234,49	6,59	-3,66
Нагр	60	ПаГРЭС Н1	220			1								239,38	8,81	-4,28
Нагр	61	ПаГРЭС Н2	220			1								239,38	8,81	-4,28
Нагр	62	ПаГРЭС 110 кВ	110			1	108	12						119,68	8,8	-4,26
Нагр	63	ПаГРЭС 10 кВ	10			1								11,25	7,15	-4,28
Ген	64	ПаГРЭС Г1	16			1			100	-44,1	16,5	-50	50	16,5	4,76	0,43
Ген	65	ПаГРЭС Г3	16			1			50	-20	16	-20	20	16,86	7,02	-1,97
Нагр	66	ПС Контейнерная 110 кВ	110			1								120,26	9,33	-8,04
Нагр	67	ПС Контейнерная 10 кВ	10			1	15	7						10,8	7,96	-10,62
Нагр	68	ПС Порт 110 кВ	110			1								119,37	8,52	-8,49
Нагр	69	ПС Порт 10 кВ	10			1	11	4,4						10,7	6,96	-11,58



# Продолжение приложение Е. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	Идон_расч	загр.
Тр-р	1	2	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	0,983	8	1	-10	0	46			
Тр-р	1	3	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н2	2,6	88,8	12,1	1,7	0,983	8	1	-10	0	46			
Тр-р	2	4	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-7	2	38			
Тр-р	3	4	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-7	2	38			
Тр-р	3	5	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1	10			
Тр-р	2	5	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1	10			
Тр-р	6	8	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-17	0	81			
Тр-р	6	7	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-17	0	81			
Тр-р	8	9	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-13	1	61			
Тр-р	7	9	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-13	1	61			
Тр-р	8	10	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1	20			
Тр-р	7	10	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1	20			
Тр-р	11	12	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2	54			
Тр-р	11	12	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2	54			
Тр-р	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2	69			
Тр-р	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2	69			
Тр-р	13	14	ПС Микрорайон 35 кВ - ПС Микрорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2	66			
Тр-р	13	14	ПС Микрорайон 35 кВ - ПС Микрорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2	66			
Тр-р	17	19	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н2	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8	59			
Тр-р	17	18	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н1	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8	59			
Тр-р	19	20	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-8	9	54			
Тр-р	18	20	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-8	9	54			
Тр-р	19	21	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1	9			
Тр-р	18	21	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1	9			
Тр-р	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2	27			
Тр-р	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2	27			
ЛЭП	22	66	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Контейнерная 110 кВ	2	4,2	-34					-41	-18	212	610	34,8	
ЛЭП	17	6	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Угольная 110 кВ	0,18	0,45	-3					-6	-25	126	510	24,7	
ЛЭП	6	1	ПС Угольная 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	4,05	10,32	-68,8					39	-20	211	510	41,5	
ЛЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2	69	330	21	
ЛЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2	69	330	21	
ЛЭП	9	11	ПС Угольная 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	7,89	10,86						-1	-4	63	330	19	
ЛЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Микрорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2	66	300	17,3	
ЛЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Микрорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2	66	300	17,3	
ЛЭП	11	4	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Екатеринбург 35 кВ	0,42	0,64						5	-1	77	445	17,3	
Тр-р	24	25	Лозовая 500 кВ - Лозовая Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-171	-143	253			
Тр-р	25	26	Лозовая Н1 - Лозовая 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-170	-125	249			
Тр-р	25	27	Лозовая Н1 - Лозовая 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	0	0			
Тр-р	28	29	Владивосток 500 кВ - Владивосток Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-38	-165	190			
Тр-р	29	30	Владивосток Н1 - Владивосток 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-38	-153	183			
Тр-р	29	31	Владивосток Н1 - Владивосток 10	2,9	113,5			0,021			0	0	0			
Тр-р	37	38	Широкая 220 кВ - Широкая Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-44	-10	110			
Тр-р	38	40	Широкая Н1 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-42	-6	98			
Тр-р	38	41	Широкая Н1 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1	5			
Тр-р	37	39	Широкая 220 кВ - Широкая Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-44	-10	110			
Тр-р	39	40	Широкая Н2 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-42	-6	98			
Тр-р	39	41	Широкая Н2 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1	5			
Тр-р	59	60	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-38	97			
Тр-р	60	62	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-10	-36	90			
Тр-р	60	63	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0	0			
Тр-р	59	61	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-38	97			
Тр-р	61	62	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-10	-36	90			
Тр-р	61	63	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0	0			
Тр-р	62	64	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г1	0,4	11,1	52	7,6	0,143			100	-55	548			
Тр-р	62	65	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г3	0,4	11,1	52	7,6	0,143			50	-23	265			
Тр-р	53	54	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-54	276			
Тр-р	54	56	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-22	131			
Тр-р	54	57	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18	127			
Тр-р	53	55	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-54	276			
Тр-р	55	56	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-22	131			
Тр-р	55	57	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18	127			
Тр-р	53	58	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			100	-30	253			
Тр-р	47	48	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3	25			
Тр-р	48	50	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2	20			
Тр-р	48	51	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1	3			
Тр-р	47	49	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3	25			
Тр-р	49	50	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2	20			
Тр-р	49	51	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1	3			
Тр-р	42	43	Перевал 220 кВ - Перевал Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2	16			
Тр-р	43	45	Перевал Н1 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1	10			
Тр-р	43	46	Перевал Н1 - Перевал 6.3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1	5			
Тр-р	42	44	Перевал 220 кВ - Перевал Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2	16			
Тр-р	44	45	Перевал Н2 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1	10			
Тр-р	44	46	Перевал Н2 - Перевал 6.3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1	5			
Тр-р	32	33	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7	52			
Тр-р	33	35	Козьмино Н1 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4	39			
Тр-р	33	36	Козьмино Н1 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1	13			
Тр-р	32	34	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7	52			
Тр-р	34	35	Козьмино Н2 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4	39			
Тр-р	34	36	Козьмино Н2 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1	13			
ЛЭП	24	28	Лозовая 500 кВ - Владивосток 500 кВ	3,89	35,75	-446,9					171	143	253	1000	25,3	
ЛЭП	30	52	Владивосток 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,6	8,54	-109,5					101	-58	287	690	41,6	
ЛЭП	30	53	Владивосток 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	4,95	19,43	-124,6					81	-55	245	630	39	
ЛЭП	53	52	АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,46	7,79	-104,5					-105	65	302	690	43,7	
ЛЭП	53	47	АТЭЦ 220 кВ - Береговая 2 220 кВ	4,82	19,18	-119,5					-111	15	273	690	39,6	
ЛЭП	47	42	Береговая 2 220 кВ - Перевал 220 кВ	3,62	14,42	-89,9					-91	19	227	690	32,9	
ЛЭП	42	37	Перевал 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,9	16,37	-109,9					-78	20	198	690	28,7	
ЛЭП	26	37	Лозовая 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,41	13,58	-84,7					-10	-31	90	690	13,1	
ЛЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3	52	690	7,5	
ЛЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3	52	690	7,5	
ЛЭП	26	59	Лозовая 220 кВ - ПаГРЭС 220 кВ	2,14	9,58	-59					-20	-74	194	690	28,1	
ЛЭП	62	1	ПаГРЭС 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	3,48	8,03	-57,9					-61	18	307	510	60,3	
ЛЭП	22	40	ПС Голубовка 110 кВ - Широкая 110 кВ	3,17	7,3	-52,6					52	21	266	610	43,5	
Тр-р	66	67	ПС Контейнерная 110 кВ - ПС Контейнерная 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,092	11	2	-8	-4	41			
Тр-р	66	67	ПС Контейнерная 110 кВ - ПС Контейнерная 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,092	11	2	-8	-4	41			
Тр-р	68	69	ПС Порт 110 кВ - ПС Порт 10 кВ	7,95	139	5,2	1,1	0,092	11	2						

Продолжение приложение Е.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3



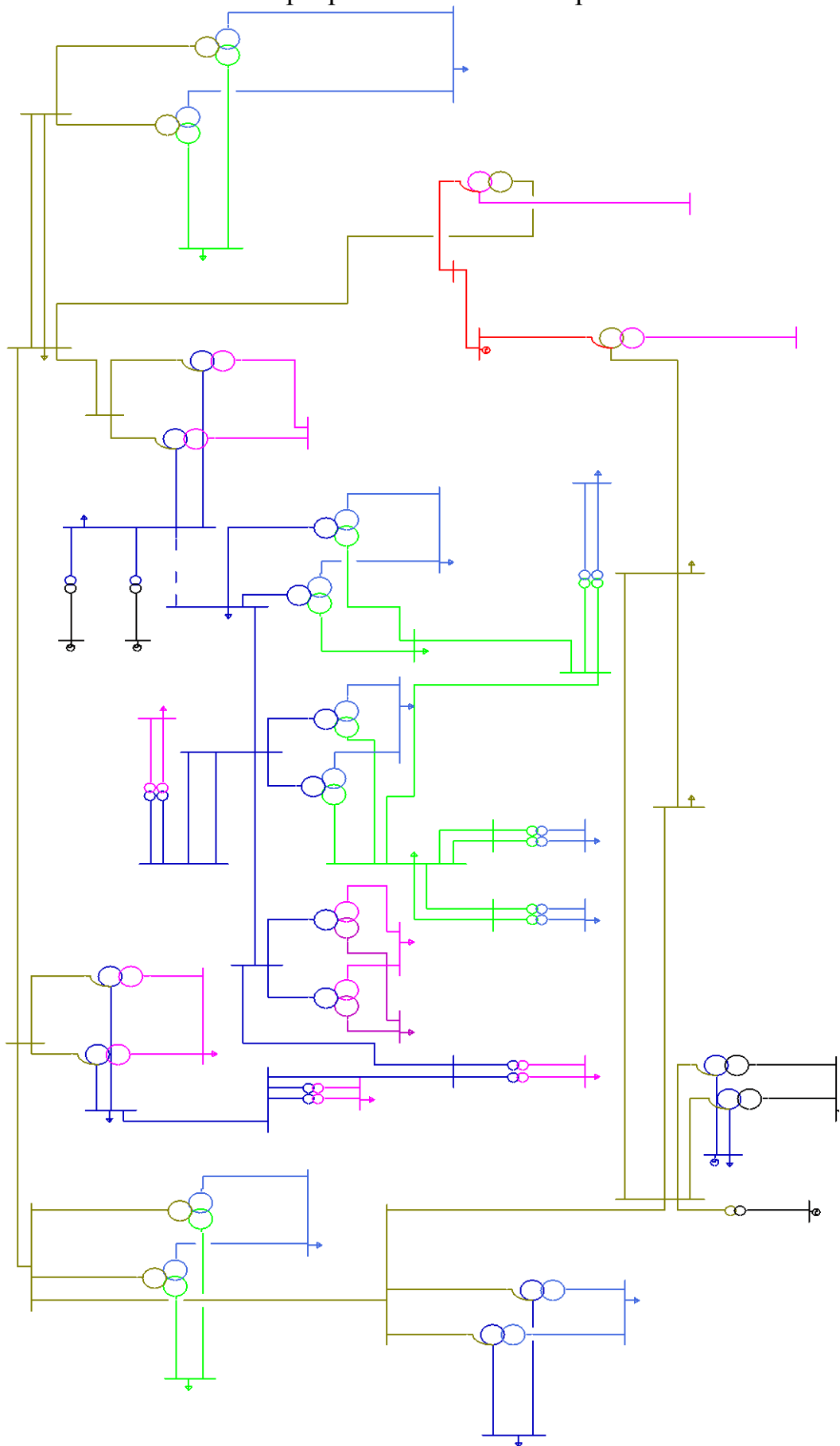
Продолжение приложение Е.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

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
Нагр	1	ПС Екатериновка 110 кВ	110			1	2	1						117,43	6,76	-16,17
Нагр	2	ПС Екатериновка Н1	110			1								115,43	4,94	-19,11
Нагр	3	ПС Екатериновка Н2	110			1								115,43	4,94	-19,11
Нагр	4	ПС Екатериновка 35 кВ	35			1	10	-3						36,66	4,75	-19,12
Нагр	5	ПС Екатериновка 6 кВ	6			1	4	1						6,56	4,19	-19,55
Нагр	6	ПС Угольная 110 кВ	110			1								118,12	7,38	-15,41
Нагр	7	ПС Угольная Н1	110			1								120,37	9,42	-18,08
Нагр	8	ПС Угольная Н2	110			1								120,37	9,42	-18,08
Нагр	9	ПС Угольная 35 кВ	35			1	8	-8						38,25	9,27	-18,08
Нагр	10	ПС Угольная 6 кВ	6			1	8	2						6,85	8,71	-18,43
Нагр	11	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	35			1								36,63	4,65	-19,15
Нагр	12	ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	6			1	6	3						6,56	4,05	-20,97
Нагр	13	ПС Микрорайон 35 кВ	35			1								38,21	9,18	-18,48
Нагр	14	ПС Микрорайон 6 кВ	6			1	8	-4						7,06	12,02	-20,12
Нагр	15	ПС Морская 35 кВ	35			1								38,01	8,59	-18,25
Нагр	16	ПС Морская 6 кВ	6			1	8	4						6,83	8,33	-19,81
Нагр	17	ПС Восточная/т 110 кВ	110			1								118,24	7,49	-15,3
Нагр	18	ПС Восточная/т Н1	110			1								124,21	12,92	-17,5
Нагр	19	ПС Восточная/т Н2	110			1								124,21	12,92	-17,5
Нагр	20	ПС Восточная/т 27 кВ	28			1	15	-18						31,03	12,84	-17,55
Нагр	21	ПС Восточная/т 10 кВ	10			1	4	1						11,78	12,23	-17,76
Нагр	22	ПС Голубовка 110 кВ	110			1								120,49	9,53	-12,11
Нагр	23	ПС Голубовка 10 кВ	10			1	11	2,6						11,59	10,36	-13,99
Нагр	24	Лозовая 500 кВ	500			1								507,1	1,42	-1,22
Нагр	25	Лозовая Н1	500			1								489,99	-2	-3,52
Нагр	26	Лозовая 220 кВ	220			1	100	15						237,09	7,77	-3,5
Нагр	27	Лозовая 10 кВ	10			1								10,29	-2	-3,52
База	28	Владивосток 500 кВ	500			1			213,1	204,5	515			515	3	
Нагр	29	Владивосток Н1	500			1								496	-0,8	-0,63
Нагр	30	Владивосток 220 кВ	220			1	220	40						240,05	9,11	-0,61
Нагр	31	Владивосток 10	10			1								10,42	4,16	-0,63
Нагр	32	Козьмино 220 кВ	220			1								236,6	7,55	-3,73
Нагр	33	Козьмино Н1	220			1								232,28	5,58	-7,16
Нагр	34	Козьмино Н2	220			1								232,28	5,58	-7,16
Нагр	35	Козьмино 35 кВ	35			1	30	8						36,9	5,41	-7,14
Нагр	36	Козьмино 6 кВ	6			1	10	2						6,49	2,95	-7,82
Нагр	37	Широкая 220 кВ	220			1								234,48	6,58	-4,31
Нагр	38	Широкая Н1	220			1								248,03	12,74	-9
Нагр	39	Широкая Н2	220			1								248,03	12,74	-9
Нагр	40	Широкая 110 кВ	110			1	31	-9						123,94	12,68	-9
Нагр	41	Широкая 10 кВ	10			1	4	1						11,64	10,89	-9,24
Нагр	42	Перевал 220 кВ	220			1								234,81	6,73	-2,76
Нагр	43	Перевал Н1	220			1								233,61	6,19	-3,79
Нагр	44	Перевал Н2	220			1								233,61	6,19	-3,79
Нагр	45	Перевал 35 кВ	35			1	8	2						37,13	6,1	-3,79
Нагр	46	Перевал 6.3 кВ	6			1	4	1						6,53	3,69	-4,05
Нагр	47	Береговая 2 220 кВ	220			1								235,43	7,01	-1,22
Нагр	48	Береговая 2 Н1	220			1								249,75	13,52	-1,8
Нагр	49	Береговая 2 Н2	220			1								249,75	13,52	-1,8
Нагр	50	Береговая 2 110 кВ	110			1	17	4						124,87	13,51	-1,8
Нагр	51	Береговая 2 6 кВ	6			1	2	1						6,99	10,88	-1,92
Нагр	52	Аэропорт 220 кВ	220			1	4	1						238,51	8,42	0,31
Нагр	53	АТЭЦ 220 кВ	220			1								237,03	7,74	1,19
Нагр	54	АТЭЦ Н1	220			1								239,9	9,05	7,56
Нагр	55	АТЭЦ Н2	220			1								239,9	9,05	7,56
Ген	56	АТЭЦ 110 кВ	110			1	100	40	200	-2,6	120	-100	100	120	9,09	7,57
Ген	57	АТЭЦ 15 кВ	16			1			100	-23,1	16,5	-50	50	16,5	4,76	14,35
Ген	58	АТЭЦ Г8	16			1			100	-18,9	16,5	-50	50	16,5	4,76	6,58
Нагр	59	ПаГРЭС 220 кВ	220			1								233,98	6,36	-2,91
Нагр	60	ПаГРЭС Н1	220			1								237,58	7,99	-1,54
Нагр	61	ПаГРЭС Н2	220			1								237,58	7,99	-1,54
Нагр	62	ПаГРЭС 110 кВ	110			1	108	12						118,81	8,01	-1,52
Нагр	63	ПаГРЭС 10 кВ	10			1								11,17	6,35	-1,54
Ген	64	ПаГРЭС Г1	16			1			100	-35,1	16,5	-50	50	16,5	4,76	3,18
Ген	65	ПаГРЭС Г3	16			1			50	-20	16	-20	20	16,73	6,22	0,8
Нагр	66	ПС Контейнерная 110 кВ	110			1								118,77	7,97	-13,81
Нагр	67	ПС Контейнерная 10 кВ	10			1	15	7						10,65	6,54	-16,46
Нагр	68	ПС Порт 110 кВ	110			1								117,93	7,21	-15,5
Нагр	69	ПС Порт 10 кВ	10			1	11	4,4						10,56	5,59	-18,66

## Продолжение приложение Е. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	Доп_расч	загр.
Тр-р	1		2 ПС Екатериновка 110 кВ - ПС Екатериновка Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	0,983	8	1	-8	0			39	
Тр-р	1		3 ПС Екатериновка 110 кВ - ПС Екатериновка Н2	2,6	88,8	12,1	1,7	0,983	8	1	-8	0			39	
Тр-р	2		4 ПС Екатериновка Н1 - ПС Екатериновка 35 кВ	2,6				0,318			-6	1			30	
Тр-р	3		4 ПС Екатериновка Н2 - ПС Екатериновка 35 кВ	2,6				0,318			-6	1			30	
Тр-р	3		5 ПС Екатериновка Н2 - ПС Екатериновка 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1			10	
Тр-р	2		5 ПС Екатериновка Н1 - ПС Екатериновка 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1			10	
Тр-р	6		8 ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-18	0			89	
Тр-р	6		7 ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-18	0			89	
Тр-р	8		9 ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-14	2			69	
Тр-р	7		9 ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-14	2			69	
Тр-р	8		10 ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1			20	
Тр-р	7		10 ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1			20	
Тр-р	11		12 ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2			55	
Тр-р	11		12 ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2			55	
Тр-р	15		16 ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2			70	
Тр-р	15		16 ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2			70	
Тр-р	13		14 ПС Мирорайон 35 кВ - ПС Мирорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2			66	
Тр-р	13		14 ПС Мирорайон 35 кВ - ПС Мирорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2			66	
Тр-р	17		19 ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н2	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8			60	
Тр-р	17		18 ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н1	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8			60	
Тр-р	19		20 ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-8	9			54	
Тр-р	18		20 ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-8	9			54	
Тр-р	19		21 ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1			10	
Тр-р	18		21 ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1			10	
Тр-р	22		23 ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2			28	
Тр-р	22		23 ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2			28	
лЭП	22		66 ПС Голубовка 110 кВ - ПС Контейнерная 110 кВ	2	4,2	-34					-102	-2			489	610 80,2
лЭП	17		6 ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Угольная 110 кВ	0,18	0,45	-3					-66	-5			322	510 63,2
лЭП	6		1 ПС Угольная 110 кВ - ПС Екатериновка 110 кВ	4,05	10,32	-68,8					-18	0			88	510 17,4
лЭП	9		15 ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2			70	330 21,2
лЭП	9		15 ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2			70	330 21,2
лЭП	9		11 ПС Угольная 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	7,89	10,86						-4	-3			76	330 23
лЭП	9		13 ПС Угольная 35 кВ - ПС Мирорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2			66	380 17,5
лЭП	9		13 ПС Угольная 35 кВ - ПС Мирорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2			66	380 17,5
лЭП	11		4 ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Екатериновка 35 кВ	0,42	0,64						2	1			33	445 7,5
Тр-р	24		25 Лозовая 500 кВ - Лозовая Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-165	-150			254	
Тр-р	25		26 Лозовая Н1 - Лозовая 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-165	-132			249	
Тр-р	25		27 Лозовая Н1 - Лозовая 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	0			0	
Тр-р	28		29 Владивосток 500 кВ - Владивосток Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-48	-166			194	
Тр-р	29		30 Владивосток Н1 - Владивосток 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-47	-154			187	
Тр-р	29		31 Владивосток Н1 - Владивосток 10	2,9	113,5			0,021			0	0			0	
Тр-р	37		38 Широкая 220 кВ - Широкая Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-76	-8			187	
Тр-р	38		40 Широкая Н1 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-74	-1			171	
Тр-р	38		41 Широкая Н1 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1			5	
Тр-р	37		39 Широкая 220 кВ - Широкая Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-76	-8			187	
Тр-р	39		40 Широкая Н2 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-74	-1			171	
Тр-р	39		41 Широкая Н2 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1			5	
Тр-р	59		60 ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	21	-43			118	
Тр-р	60		62 ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			21	-40			110	
Тр-р	60		63 ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0			0	
Тр-р	59		61 ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	21	-43			118	
Тр-р	61		62 ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			21	-40			110	
Тр-р	61		63 ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0			0	
Тр-р	62		64 ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г1	0,4	11,1	52	7,6	0,143			100	-45			531	
Тр-р	62		65 ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г3	0,4	11,1	52	7,6	0,143			50	-23			267	
Тр-р	53		54 АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-53			275	
Тр-р	54		56 АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-21			131	
Тр-р	54		57 АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18			127	
Тр-р	53		55 АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-53			275	
Тр-р	55		56 АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-21			131	
Тр-р	55		57 АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18			127	
Тр-р	53		58 АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			100	-29			253	
Тр-р	47		48 Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3			25	
Тр-р	48		50 Береговая 2 Н1 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2			20	
Тр-р	48		51 Береговая 2 Н1 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1			3	
Тр-р	47		49 Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3			25	
Тр-р	49		50 Береговая 2 Н2 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2			20	
Тр-р	49		51 Береговая 2 Н2 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1			3	
Тр-р	42		43 Перевал 220 кВ - Перевал Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2			16	
Тр-р	43		45 Перевал Н1 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1			10	
Тр-р	43		46 Перевал Н1 - Перевал 6,3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1			5	
Тр-р	42		44 Перевал 220 кВ - Перевал Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2			16	
Тр-р	44		45 Перевал Н2 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1			10	
Тр-р	44		46 Перевал Н2 - Перевал 6,3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1			5	
Тр-р	32		33 Козьмино 220 кВ - Козьмино Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7			52	
Тр-р	33		35 Козьмино Н1 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4			39	
Тр-р	33		36 Козьмино Н1 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1			13	
Тр-р	32		34 Козьмино 220 кВ - Козьмино Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7			52	
Тр-р	34		35 Козьмино Н2 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4			39	
Тр-р	34		36 Козьмино Н2 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1			13	
лЭП	24		28 Лозовая 500 кВ - Владивосток 500 кВ	3,89	35,75	-446,9					165	150			254	1000 25,4
лЭП	30		52 Владивосток 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,6	8,54	-109,5					96	-59			278	690 40,3
лЭП	30		53 Владивосток 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	4,95	19,43	-124,6					77	-55			238	630 37,8
лЭП	53		52 АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,46	7,79	-104,5					-100	66			293	690 42,4
лЭП	53		47 АТЭЦ 220 кВ - Береговая 2 220 кВ	4,82	19,18	-119,5					-120	11			294	690 42,7
лЭП	47		42 Береговая 2 220 кВ - Перевал 220 кВ	3,62	14,42	-89,9					-100	16			248	690 36
лЭП	42		37 Перевал 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,9	16,37	-109,9					-87	18			219	690 31,7
лЭП	26		37 Лозовая 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,41	13,58	-84,7					-65	-27			176	690 25,6
лЭП	26		32 Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3			52	690 7,5
лЭП	26		32 Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3			52	690 7,5
лЭП	26		59 Лозовая 220 кВ - ПаГРЭС 220 кВ	2,14	9,58	-59					41	-85			236	690 34,2
лЭП	62		1 ПаГРЭС 110 кВ - ПС Екатериновка 110 кВ	3,48	8,03	-57,9									510	
лЭП	22		40 ПС Голубовка 110 кВ - Широкая 110 кВ	3,17	7,3	-52,6					113	5			543	610 89
Тр-р	66		67 ПС Контейнерная 110 кВ - ПС Контейнерная 10 кВ	4,38	86,7	8,4										

Продолжение приложение Е.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3



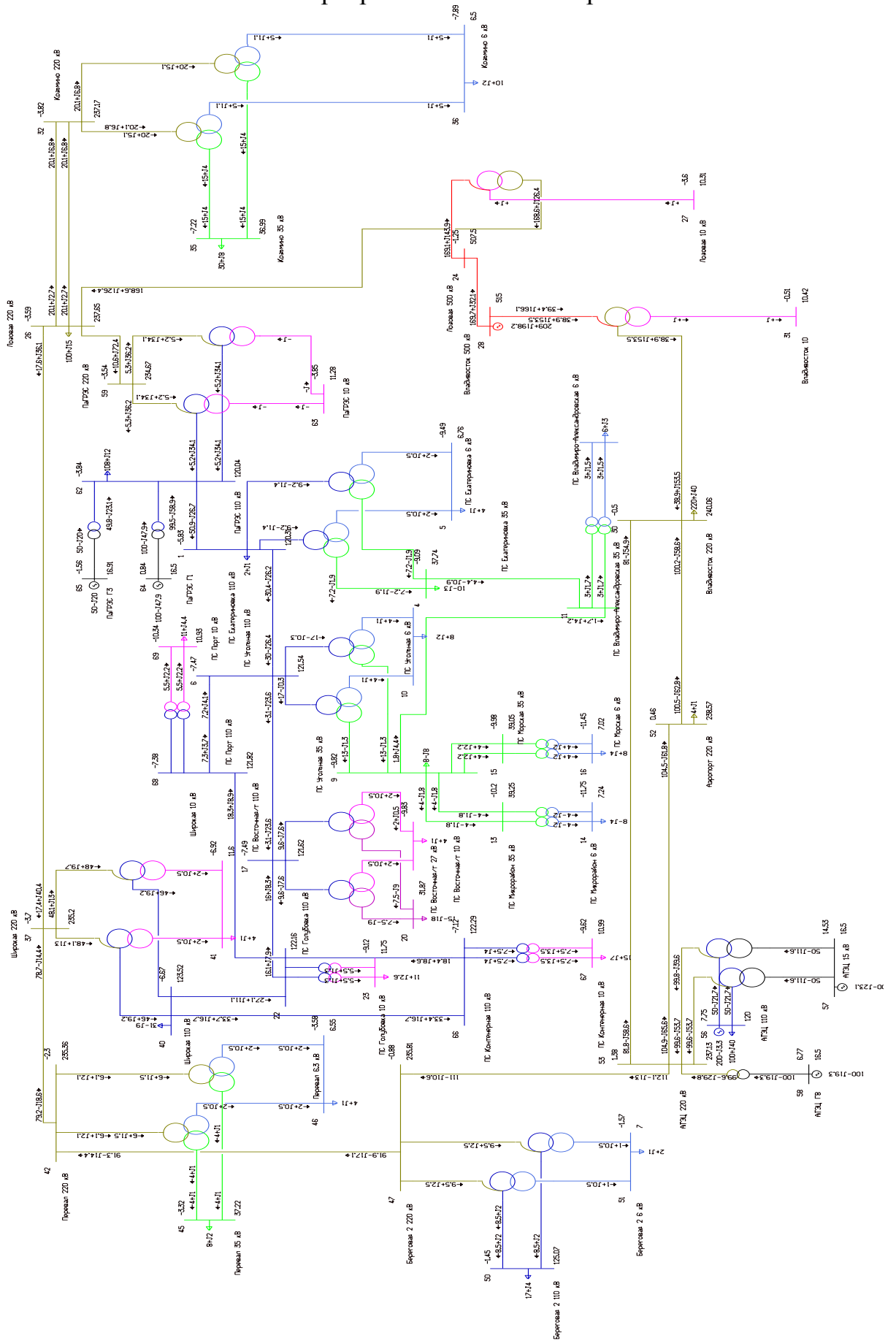
## Приложение Ж. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	dV	Delta
Нагр	1	ПС Екатериновка 110 кВ	110			1	2	1						120,31	9,37	-5,83
Нагр	2	ПС Екатериновка Н1	110			1								118,84	8,04	-9,07
Нагр	3	ПС Екатериновка Н2	110			1								118,84	8,04	-9,07
Нагр	4	ПС Екатериновка 35 кВ	35			1	10	-3						37,74	7,83	-9,09
Нагр	5	ПС Екатериновка 6 кВ	6			1	4	1						6,76	7,28	-9,49
Нагр	6	ПС Угольная 110 кВ	110			1								121,54	10,49	-7,47
Нагр	7	ПС Угольная Н1	110			1								123,61	12,37	-9,82
Нагр	8	ПС Угольная Н2	110			1								123,61	12,37	-9,82
Нагр	9	ПС Угольная 35 кВ	35			1	8	-8						39,28	12,23	-9,82
Нагр	10	ПС Угольная 6 кВ	6			1	8	2						7,03	11,65	-10,15
Нагр	11	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	35			1								37,71	7,74	-9,22
Нагр	12	ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	6			1	6	3						6,76	7,26	-10,93
Нагр	13	ПС Микрорайон 35 кВ	35			1								39,25	12,14	-10,2
Нагр	14	ПС Микрорайон 6 кВ	6			1	8	-4						7,24	15	-11,75
Нагр	15	ПС Морская 35 кВ	35			1								39,05	11,56	-9,98
Нагр	16	ПС Морская 6 кВ	6			1	8	4						7,02	11,41	-11,45
Нагр	17	ПС Восточная/т 110 кВ	110			1								121,62	10,57	-7,49
Нагр	18	ПС Восточная/т Н1	110			1								127,56	15,96	-9,58
Нагр	19	ПС Восточная/т Н2	110			1								127,56	15,96	-9,58
Нагр	20	ПС Восточная/т 27 кВ	28			1	15	-18						31,87	15,88	-9,63
Нагр	21	ПС Восточная/т 10 кВ	10			1	4	1						12,1	15,26	-9,83
Нагр	22	ПС Голубовка 110 кВ	110			1								122,16	11,06	-7,3
Нагр	23	ПС Голубовка 10 кВ	10			1	11	2,6						11,75	11,93	-9,12
Нагр	24	Лозовая 500 кВ	500			1								507,5	1,5	-1,25
Нагр	25	Лозовая Н1	500			1								491,15	-1,77	-3,6
Нагр	26	Лозовая 220 кВ	220			1	100	15						237,65	8,02	-3,59
Нагр	27	Лозовая 10 кВ	10			1								10,31	-1,77	-3,6
База	28	Владивосток 500 кВ	500			1			209	198,2	515			515	3	
Нагр	29	Владивосток Н1	500			1								496,03	-0,79	-0,51
Нагр	30	Владивосток 220 кВ	220			1	220	40						240,06	9,12	-0,5
Нагр	31	Владивосток 10	10			1								10,42	4,17	-0,51
Нагр	32	Козьмино 220 кВ	220			1								237,17	7,8	-3,82
Нагр	33	Козьмино Н1	220			1								232,85	5,84	-7,23
Нагр	34	Козьмино Н2	220			1								232,85	5,84	-7,23
Нагр	35	Козьмино 35 кВ	35			1	30	8						36,99	5,68	-7,22
Нагр	36	Козьмино 6 кВ	6			1	10	2						6,5	3,21	-7,89
Нагр	37	Широкая 220 кВ	220			1								235,2	6,91	-3,7
Нагр	38	Широкая Н1	220			1								247,12	12,33	-6,68
Нагр	39	Широкая Н2	220			1								247,12	12,33	-6,68
Нагр	40	Широкая 110 кВ	110			1	31	-9						123,52	12,29	-6,67
Нагр	41	Широкая 10 кВ	10			1	4	1						11,6	10,49	-6,92
Нагр	42	Перевал 220 кВ	220			1								235,36	6,98	-2,3
Нагр	43	Перевал Н1	220			1								234,17	6,44	-3,32
Нагр	44	Перевал Н2	220			1								234,17	6,44	-3,32
Нагр	45	Перевал 35 кВ	35			1	8	2						37,22	6,35	-3,32
Нагр	46	Перевал 6.3 кВ	6			1	4	1						6,55	3,94	-3,58
Нагр	47	Береговая 2 220 кВ	220			1								235,81	7,18	-0,88
Нагр	48	Береговая 2 Н1	220			1								250,15	13,71	-1,46
Нагр	49	Береговая 2 Н2	220			1								250,15	13,71	-1,46
Нагр	50	Береговая 2 110 кВ	110			1	17	4						125,07	13,7	-1,45
Нагр	51	Береговая 2 6 кВ	6			1	2	1						7	11,06	-1,57
Нагр	52	Аэропорт 220 кВ	220			1	4	1						238,57	8,44	0,46
Нагр	53	АТЭЦ 220 кВ	220			1								237,13	7,78	1,38
Нагр	54	АТЭЦ Н1	220			1								239,9	9,05	7,74
Нагр	55	АТЭЦ Н2	220			1								239,9	9,05	7,74
Ген	56	АТЭЦ 110 кВ	110			1	100	40	200	-3,3	120	-100	100	120	9,09	7,75
Ген	57	АТЭЦ 15 кВ	16			1			100	-23,1	16,5	-50	50	16,5	4,76	14,53
Ген	58	АТЭЦ Г8	16			1			100	-19,3	16,5	-50	50	16,5	4,76	6,77
Нагр	59	ПаГРЭС 220 кВ	220			1								234,67	6,67	-3,54
Нагр	60	ПаГРЭС Н1	220			1								240,1	9,14	-3,85
Нагр	61	ПаГРЭС Н2	220			1								240,1	9,14	-3,85
Нагр	62	ПаГРЭС 110 кВ	110			1	108	12						120,04	9,13	-3,84
Нагр	63	ПаГРЭС 10 кВ	10			1								11,28	7,47	-3,85
Ген	64	ПаГРЭС Г1	16			1			100	-47,9	16,5	-50	50	16,5	4,76	0,84
Ген	65	ПаГРЭС Г3	16			1			50	-20	16	-20	20	16,91	7,36	-1,56
Нагр	66	ПС Контейнерная 110 кВ	110			1								122,29	11,18	-7,12
Нагр	67	ПС Контейнерная 10 кВ	10			1	15	7						10,99	9,88	-9,62
Нагр	68	ПС Порт 110 кВ	110			1								121,82	10,74	-7,38
Нагр	69	ПС Порт 10 кВ	10			1	11	4,4						10,93	9,28	-10,34

# Продолжение приложение Ж. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	Идон_расч	загр.
Тр-р	1	2	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	0,983	8	1	-9	1				44
Тр-р	1	3	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н2	2,6	88,8	12,1	1,7	0,983	8	1	-9	1				45
Тр-р	2	4	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-7	2				36
Тр-р	3	4	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-7	2				36
Тр-р	3	5	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1				10
Тр-р	2	5	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1				10
Тр-р	6	8	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-17	-1				81
Тр-р	6	7	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-17	-1				81
Тр-р	8	9	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-13	1				61
Тр-р	7	9	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-13	1				61
Тр-р	8	10	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1				19
Тр-р	7	10	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1				19
Тр-р	11	12	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2				53
Тр-р	11	12	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2				53
Тр-р	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2				68
Тр-р	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2				68
Тр-р	13	14	ПС Мирорайон 35 кВ - ПС Мирорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2				65
Тр-р	13	14	ПС Мирорайон 35 кВ - ПС Мирорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2				65
Тр-р	17	19	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н2	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8				58
Тр-р	17	18	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н1	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8				58
Тр-р	19	20	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-8	9				53
Тр-р	18	20	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-8	9				53
Тр-р	19	21	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1				9
Тр-р	18	21	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1				9
Тр-р	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2				27
Тр-р	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2				27
ЛЭП	22	17	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Восточная/т 110 кВ	2	4,2	-34					-16	-8			610	14
ЛЭП	17	6	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Угольная 110 кВ	0,18	0,45	-3					3	-24			113	510 22,2
ЛЭП	6	1	ПС Угольная 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	4,05	10,32	-68,8					30	-26			193	510 37,8
ЛЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2			68	330 20,6
ЛЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2			68	330 20,6
ЛЭП	9	11	ПС Угольная 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	7,89	10,86						-2	-4			70	330 21,2
ЛЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Мирорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2			65	380 17,7
ЛЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Мирорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2			65	380 17,7
ЛЭП	11	4	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Екатеринбург 35 кВ	0,42	0,64						4	-1			68	445 15,4
Тр-р	24	25	Лозовая 500 кВ - Лозовая Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-169	-144			253	
Тр-р	25	26	Лозовая Н1 - Лозовая 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-169	-126			248	
Тр-р	25	27	Лозовая Н1 - Лозовая 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	0			0	
Тр-р	28	29	Владивосток 500 кВ - Владивосток Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-39	-166			191	
Тр-р	29	30	Владивосток Н1 - Владивосток 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-39	-153			184	
Тр-р	29	31	Владивосток Н1 - Владивосток 10	2,9	113,5			0,021			0	0			0	
Тр-р	37	38	Широкая 220 кВ - Широкая Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-48	-13			122	
Тр-р	38	40	Широкая Н1 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-46	-9			110	
Тр-р	38	41	Широкая Н1 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1			5	
Тр-р	37	39	Широкая 220 кВ - Широкая Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-48	-13			122	
Тр-р	39	40	Широкая Н2 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-46	-9			110	
Тр-р	39	41	Широкая Н2 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1			5	
Тр-р	59	60	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-5	-36			90	
Тр-р	60	62	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-5	-34			83	
Тр-р	60	63	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0			0	
Тр-р	59	61	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-5	-36			90	
Тр-р	61	62	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-5	-34			83	
Тр-р	61	63	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0			0	
Тр-р	62	64	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г1	0,4	11,1	52	7,6	0,143			100	-59			556	
Тр-р	62	65	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г3	0,4	11,1	52	7,6	0,143			50	-23			264	
Тр-р	53	54	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-54			276	
Тр-р	54	56	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-22			131	
Тр-р	54	57	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18			127	
Тр-р	53	55	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-54			276	
Тр-р	55	56	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-22			131	
Тр-р	55	57	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18			127	
Тр-р	53	58	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			100	-30			253	
Тр-р	47	48	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3			25	
Тр-р	48	50	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2			20	
Тр-р	48	51	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1			3	
Тр-р	47	49	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3			25	
Тр-р	49	50	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2			20	
Тр-р	49	51	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1			3	
Тр-р	42	43	Перевал 220 кВ - Перевал Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2			16	
Тр-р	43	45	Перевал Н1 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1			10	
Тр-р	43	46	Перевал Н1 - Перевал 6.3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1			5	
Тр-р	42	44	Перевал 220 кВ - Перевал Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2			16	
Тр-р	44	45	Перевал Н2 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1			10	
Тр-р	44	46	Перевал Н2 - Перевал 6.3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1			5	
Тр-р	32	33	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7			52	
Тр-р	33	35	Козьмино Н1 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4			39	
Тр-р	33	36	Козьмино Н1 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1			13	
Тр-р	32	34	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7			52	
Тр-р	34	35	Козьмино Н2 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4			39	
Тр-р	34	36	Козьмино Н2 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1			13	
ЛЭП	24	28	Лозовая 500 кВ - Владивосток 500 кВ	3,89	35,75	-446,9					169	144			253	1000 25,3
ЛЭП	30	52	Владивосток 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,6	8,54	-109,5					100	-59			287	690 41,6
ЛЭП	30	53	Владивосток 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	4,95	19,43	-124,6					81	-55			245	630 38,9
ЛЭП	53	52	АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,46	7,79	-104,5					-105	66			301	690 43,7
ЛЭП	53	47	АТЭЦ 220 кВ - Береговая 2 220 кВ	4,82	19,18	-119,5					-112	13			275	690 39,8
ЛЭП	47	42	Береговая 2 220 кВ - Перевал 220 кВ	3,62	14,42	-89,9					-92	17			229	690 33,2
ЛЭП	42	37	Перевал 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,9	16,37	-109,9					-79	19			200	690 28,9
ЛЭП	26	37	Лозовая 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,41	13,58	-84,7					-18	-36			108	690 15,7
ЛЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3			52	690 7,5
ЛЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3			52	690 7,5
ЛЭП	26	59	Лозовая 220 кВ - ПаГРЭС 220 кВ	2,14	9,58	-59					-11	-70			180	690 26,1
ЛЭП	62	1	ПаГРЭС 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	3,48	8,03	-57,9					-52	26			278	510 54,4
ЛЭП	22	40	ПС Голубовка 110 кВ - Широкая 110 кВ	3,17	7,3	-52,6					27	11			139	610 22,7
Тр-р	66	67</														

# Продолжение приложение Ж. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4





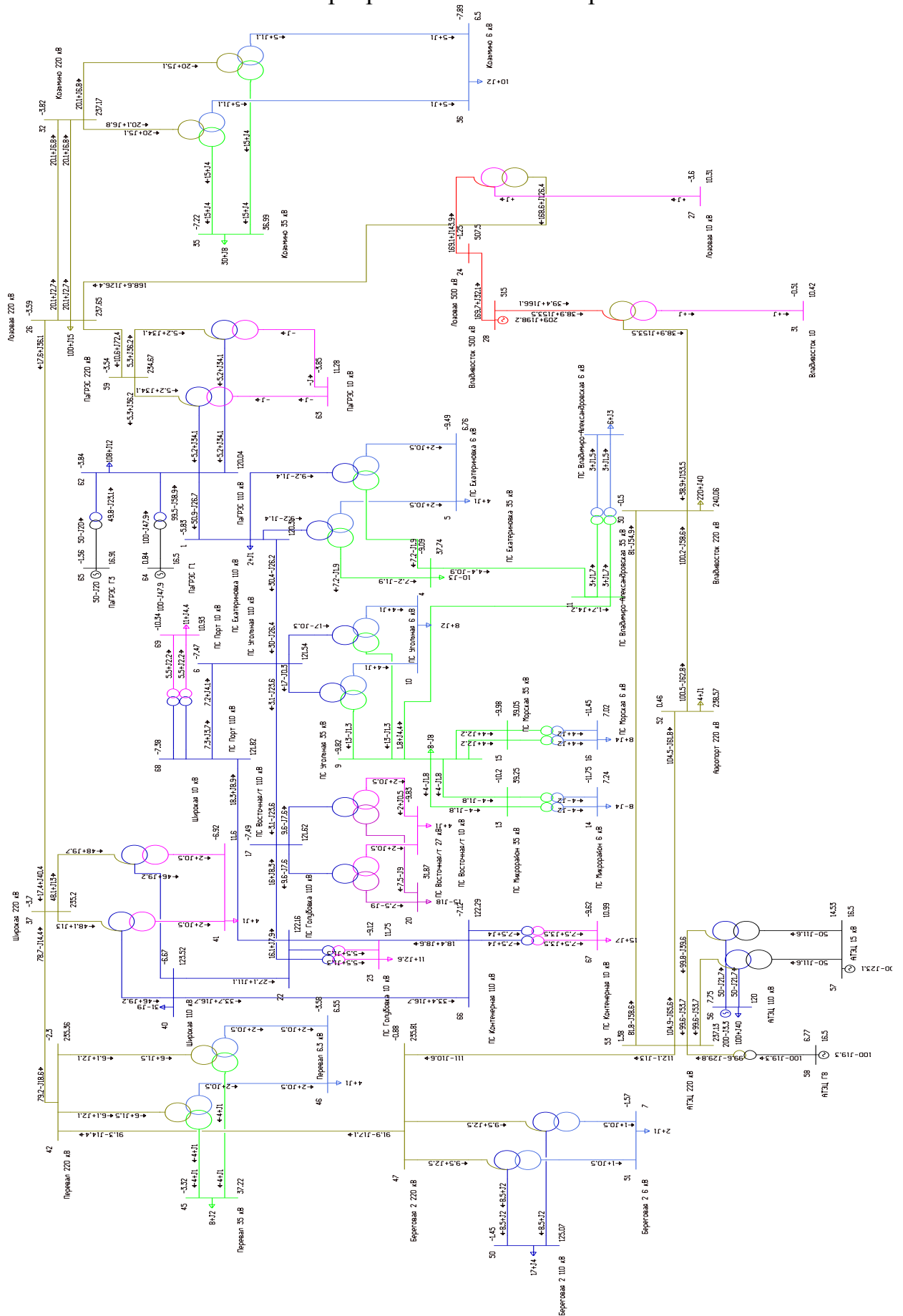
Продолжение приложение Ж.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	dV	Delta
Нагр	1	ПС Екатериновка 110 кВ	110			1	2	1						120,31	9,37	-5,83
Нагр	2	ПС Екатериновка Н1	110			1								118,84	8,04	-9,07
Нагр	3	ПС Екатериновка Н2	110			1								118,84	8,04	-9,07
Нагр	4	ПС Екатериновка 35 кВ	35			1	10	-3						37,74	7,83	-9,09
Нагр	5	ПС Екатериновка 6 кВ	6			1	4	1						6,76	7,28	-9,49
Нагр	6	ПС Угольная 110 кВ	110			1								121,54	10,49	-7,47
Нагр	7	ПС Угольная Н1	110			1								123,61	12,37	-9,82
Нагр	8	ПС Угольная Н2	110			1								123,61	12,37	-9,82
Нагр	9	ПС Угольная 35 кВ	35			1	8	-8						39,28	12,23	-9,82
Нагр	10	ПС Угольная 6 кВ	6			1	8	2						7,03	11,65	-10,15
Нагр	11	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	35			1								37,71	7,74	-9,22
Нагр	12	ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	6			1	6	3						6,76	7,26	-10,93
Нагр	13	ПС Микрорайон 35 кВ	35			1								39,25	12,14	-10,2
Нагр	14	ПС Микрорайон 6 кВ	6			1	8	-4						7,24	15	-11,75
Нагр	15	ПС Морская 35 кВ	35			1								39,05	11,56	-9,98
Нагр	16	ПС Морская 6 кВ	6			1	8	4						7,02	11,41	-11,45
Нагр	17	ПС Восточная/т 110 кВ	110			1								121,62	10,57	-7,49
Нагр	18	ПС Восточная/т Н1	110			1								127,56	15,96	-9,58
Нагр	19	ПС Восточная/т Н2	110			1								127,56	15,96	-9,58
Нагр	20	ПС Восточная/т 27 кВ	28			1	15	-18						31,87	15,88	-9,63
Нагр	21	ПС Восточная/т 10 кВ	10			1	4	1						12,1	15,26	-9,83
Нагр	22	ПС Голубовка 110 кВ	110			1								122,16	11,06	-7,3
Нагр	23	ПС Голубовка 10 кВ	10			1	11	2,6						11,75	11,93	-9,12
Нагр	24	Лозовая 500 кВ	500			1								507,5	1,5	-1,25
Нагр	25	Лозовая Н1	500			1								491,15	-1,77	-3,6
Нагр	26	Лозовая 220 кВ	220			1	100	15						237,65	8,02	-3,59
Нагр	27	Лозовая 10 кВ	10			1								10,31	-1,77	-3,6
База	28	Владивосток 500 кВ	500			1			209	198,2	515			515	3	
Нагр	29	Владивосток Н1	500			1								496,03	-0,79	-0,51
Нагр	30	Владивосток 220 кВ	220			1	220	40						240,06	9,12	-0,5
Нагр	31	Владивосток 10	10			1								10,42	4,17	-0,51
Нагр	32	Козьмино 220 кВ	220			1								237,17	7,8	-3,82
Нагр	33	Козьмино Н1	220			1								232,85	5,84	-7,23
Нагр	34	Козьмино Н2	220			1								232,85	5,84	-7,23
Нагр	35	Козьмино 35 кВ	35			1	30	8						36,99	5,68	-7,22
Нагр	36	Козьмино 6 кВ	6			1	10	2						6,5	3,21	-7,89
Нагр	37	Широкая 220 кВ	220			1								235,2	6,91	-3,7
Нагр	38	Широкая Н1	220			1								247,12	12,33	-6,68
Нагр	39	Широкая Н2	220			1								247,12	12,33	-6,68
Нагр	40	Широкая 110 кВ	110			1	31	-9						123,52	12,29	-6,67
Нагр	41	Широкая 10 кВ	10			1	4	1						11,6	10,49	-6,92
Нагр	42	Перевал 220 кВ	220			1								235,36	6,98	-2,3
Нагр	43	Перевал Н1	220			1								234,17	6,44	-3,32
Нагр	44	Перевал Н2	220			1								234,17	6,44	-3,32
Нагр	45	Перевал 35 кВ	35			1	8	2						37,22	6,35	-3,32
Нагр	46	Перевал 6.3 кВ	6			1	4	1						6,55	3,94	-3,58
Нагр	47	Береговая 2 220 кВ	220			1								235,81	7,18	-0,88
Нагр	48	Береговая 2 Н1	220			1								250,15	13,71	-1,46
Нагр	49	Береговая 2 Н2	220			1								250,15	13,71	-1,46
Нагр	50	Береговая 2 110 кВ	110			1	17	4						125,07	13,7	-1,45
Нагр	51	Береговая 2 6 кВ	6			1	2	1						7	11,06	-1,57
Нагр	52	Аэропорт 220 кВ	220			1	4	1						238,57	8,44	0,46
Нагр	53	АТЭЦ 220 кВ	220			1								237,13	7,78	1,38
Нагр	54	АТЭЦ Н1	220			1								239,9	9,05	7,74
Нагр	55	АТЭЦ Н2	220			1								239,9	9,05	7,74
Ген	56	АТЭЦ 110 кВ	110			1	100	40	200	-3,3	120	-100	100	120	9,09	7,75
Ген	57	АТЭЦ 15 кВ	16			1			100	-23,1	16,5	-50	50	16,5	4,76	14,53
Ген	58	АТЭЦ Г8	16			1			100	-19,3	16,5	-50	50	16,5	4,76	6,77
Нагр	59	ПаГРЭС 220 кВ	220			1								234,67	6,67	-3,54
Нагр	60	ПаГРЭС Н1	220			1								240,1	9,14	-3,85
Нагр	61	ПаГРЭС Н2	220			1								240,1	9,14	-3,85
Нагр	62	ПаГРЭС 110 кВ	110			1	108	12						120,04	9,13	-3,84
Нагр	63	ПаГРЭС 10 кВ	10			1								11,28	7,47	-3,85
Ген	64	ПаГРЭС Г1	16			1			100	-47,9	16,5	-50	50	16,5	4,76	0,84
Ген	65	ПаГРЭС Г3	16			1			50	-20	16	-20	20	16,91	7,36	-1,56
Нагр	66	ПС Контейнерная 110 кВ	110			1								122,29	11,18	-7,12
Нагр	67	ПС Контейнерная 10 кВ	10			1	15	7						10,99	9,88	-9,62
Нагр	68	ПС Порт 110 кВ	110			1								121,82	10,74	-7,38
Нагр	69	ПС Порт 10 кВ	10			1	11	4,4						10,93	9,28	-10,34

Продолжение приложение Ж.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	Идон_расч	загр.
Тр-р	1	2	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	0,983	8	1	-9	1	44			
Тр-р	1	3	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н2	2,6	88,8	12,1	1,7	0,983	8	1	-9	1	45			
Тр-р	2	4	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-7	2	36			
Тр-р	3	4	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-7	2	36			
Тр-р	3	5	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1	10			
Тр-р	2	5	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1	10			
Тр-р	6	8	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-17	-1	81			
Тр-р	6	7	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-17	-1	81			
Тр-р	8	9	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-13	1	61			
Тр-р	7	9	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-13	1	61			
Тр-р	8	10	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1	19			
Тр-р	7	10	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1	19			
Тр-р	11	12	ПС Владимир-Александровская 35 кВ - ПС Владимир-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2	53			
Тр-р	11	12	ПС Владимир-Александровская 35 кВ - ПС Владимир-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2	53			
Тр-р	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2	68			
Тр-р	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2	68			
Тр-р	13	14	ПС Мирорайон 35 кВ - ПС Мирорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2	65			
Тр-р	13	14	ПС Мирорайон 35 кВ - ПС Мирорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2	65			
Тр-р	17	19	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н2	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8	58			
Тр-р	17	18	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н1	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8	58			
Тр-р	19	20	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-8	9	53			
Тр-р	18	20	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-8	9	53			
Тр-р	19	21	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1	9			
Тр-р	18	21	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1	9			
Тр-р	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2	27			
Тр-р	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2	27			
ЛЭП	22	17	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Восточная/т 110 кВ	2	4,2	-34					-16	-8	86	610	14	
ЛЭП	17	6	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Угольная 110 кВ	0,18	0,45	-3					3	-24	113	510	22,2	
ЛЭП	6	1	ПС Угольная 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	4,05	10,32	-68,8					30	-26	193	510	37,8	
ЛЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2	68	330	20,6	
ЛЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2	68	330	20,6	
ЛЭП	9	11	ПС Угольная 35 кВ - ПС Владимир-Александровская 35 кВ	7,89	10,86						-2	-4	70	330	21,2	
ЛЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Мирорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2	65	380	17	
ЛЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Мирорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2	65	380	17	
ЛЭП	11	4	ПС Владимир-Александровская 35 кВ - ПС Екатеринбург 35 кВ	0,42	0,64						4	-1	68	445	15,4	
Тр-р	24	25	Лозовая 500 кВ - Лозовая Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-169	-144	253			
Тр-р	25	26	Лозовая Н1 - Лозовая 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-169	-126	248			
Тр-р	25	27	Лозовая Н1 - Лозовая 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	0	0			
Тр-р	28	29	Владивосток 500 кВ - Владивосток Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-39	-166	191			
Тр-р	29	30	Владивосток Н1 - Владивосток 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-39	-153	184			
Тр-р	29	31	Владивосток Н1 - Владивосток 10	2,9	113,5			0,021			0	0	0			
Тр-р	37	38	Широкая 220 кВ - Широкая Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-48	-13	122			
Тр-р	38	40	Широкая Н1 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-46	-9	110			
Тр-р	38	41	Широкая Н1 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1	5			
Тр-р	37	39	Широкая 220 кВ - Широкая Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-48	-13	122			
Тр-р	39	40	Широкая Н2 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-46	-9	110			
Тр-р	39	41	Широкая Н2 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1	5			
Тр-р	59	60	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-5	-36	90			
Тр-р	60	62	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-5	-34	83			
Тр-р	60	63	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0	0			
Тр-р	59	61	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-5	-36	90			
Тр-р	61	62	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-5	-34	83			
Тр-р	61	63	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0	0			
Тр-р	62	64	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г1	0,4	11,1	52	7,6	0,143			100	-59	556			
Тр-р	62	65	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г3	0,4	11,1	52	7,6	0,143			50	-23	264			
Тр-р	53	54	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-54	276			
Тр-р	54	56	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-22	131			
Тр-р	54	57	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18	127			
Тр-р	53	55	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-54	276			
Тр-р	55	56	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-22	131			
Тр-р	55	57	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18	127			
Тр-р	53	58	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			100	-30	253			
Тр-р	47	48	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3	25			
Тр-р	48	50	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2	20			
Тр-р	48	51	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1	3			
Тр-р	47	49	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3	25			
Тр-р	49	50	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2	20			
Тр-р	49	51	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1	3			
Тр-р	42	43	Перевал 220 кВ - Перевал Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2	16			
Тр-р	43	45	Перевал Н1 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1	10			
Тр-р	43	46	Перевал Н1 - Перевал 6.3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1	5			
Тр-р	42	44	Перевал 220 кВ - Перевал Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2	16			
Тр-р	44	45	Перевал Н2 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1	10			
Тр-р	44	46	Перевал Н2 - Перевал 6.3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1	5			
Тр-р	32	33	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7	52			
Тр-р	33	35	Козьмино Н1 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4	39			
Тр-р	33	36	Козьмино Н1 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1	13			
Тр-р	32	34	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7	52			
Тр-р	34	35	Козьмино Н2 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4	39			
Тр-р	34	36	Козьмино Н2 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1	13			
ЛЭП	24	28	Лозовая 500 кВ - Владивосток 500 кВ	3,89	35,75	-446,9					169	144	253	1000	25,3	
ЛЭП	30	52	Владивосток 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,6	8,54	-109,5					100	-59	287	690	41,6	
ЛЭП	30	53	Владивосток 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	4,95	19,43	-124,6					81	-55	245	630	38,9	
ЛЭП	53	52	АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,46	7,79	-104,5					-105	66	301	690	43,7	
ЛЭП	53	47	АТЭЦ 220 кВ - Береговая 2 220 кВ	4,82	19,18	-119,5					-112	13	275	690	39,8	
ЛЭП	47	42	Береговая 2 220 кВ - Перевал 220 кВ	3,62	14,42	-89,9					-92	17	229	690	33,2	
ЛЭП	42	37	Перевал 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,9	16,37	-109,9					-79	19	200	690	28,9	
ЛЭП	26	37	Лозовая 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,41	13,58	-84,7					-18	-36	108	690	15,7	
ЛЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3	52	690	7,5	
ЛЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3	52	690	7,5	
ЛЭП	26	59	Лозовая 220 кВ - ПаГРЭС 220 кВ	2,14	9,58	-59					-11	-70	180	690	26,1	
ЛЭП	62	1	ПаГРЭС 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	3,48	8,03	-57,9					-52	26	278	510	54,4	
ЛЭП	22	40	ПС Голубовка 110 кВ - Широкая 110 кВ	3,17	7,3	-52,6					27	11	139	610	22,7	
Тр-р	66	67	ПС Контейнерная													

# Продолжение приложение Ж. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4



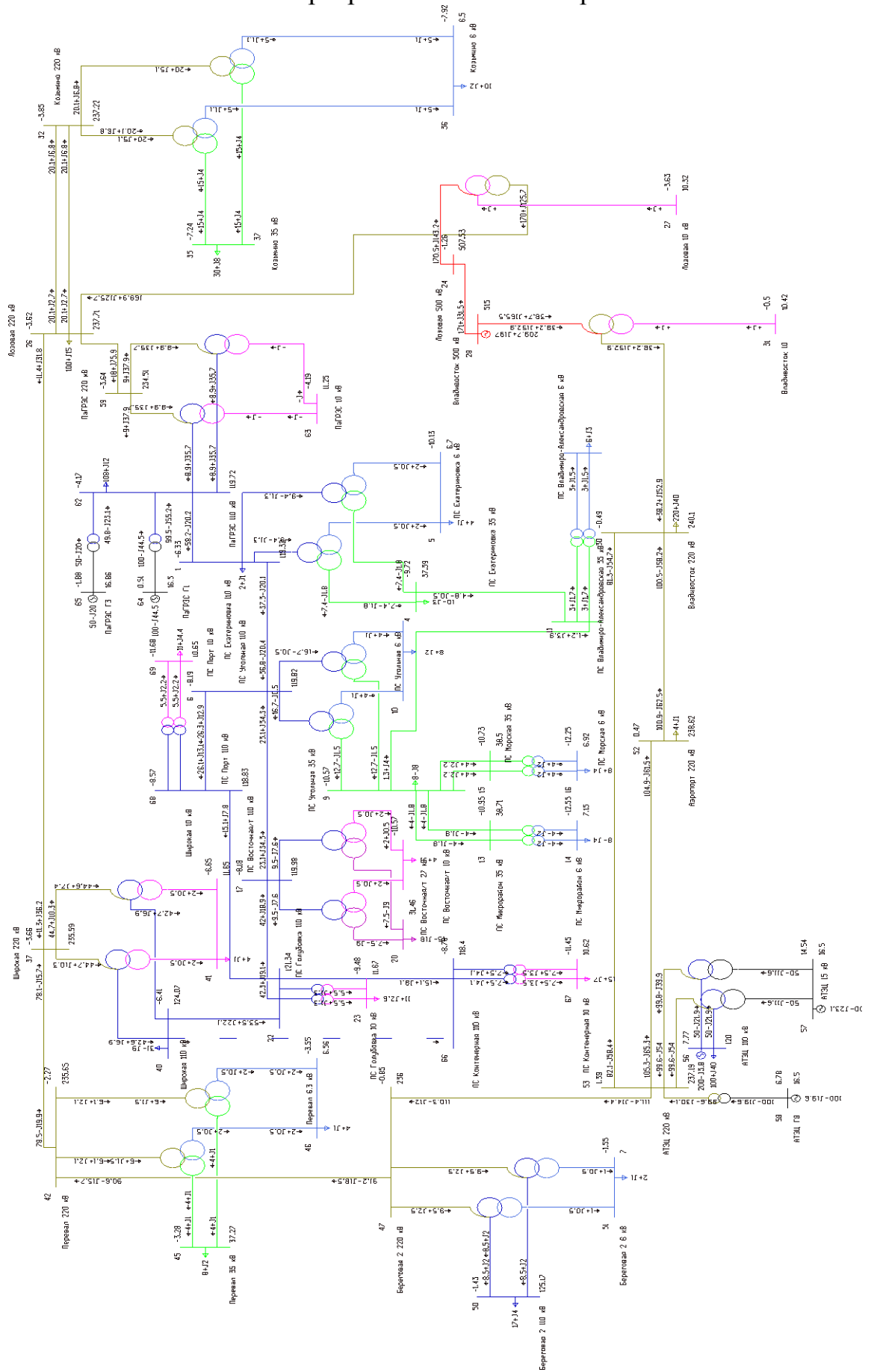
Продолжение приложение Ж.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

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
Нагр	1	ПС Екатериновка 110 кВ	110			1	2	1						119,32	8,47	-6,33
Нагр	2	ПС Екатериновка Н1	110			1								117,74	7,04	-9,71
Нагр	3	ПС Екатериновка Н2	110			1								117,74	7,04	-9,71
Нагр	4	ПС Екатериновка 35 кВ	35			1	10	-3						37,39	6,83	-9,72
Нагр	5	ПС Екатериновка 6 кВ	6			1	4	1						6,7	6,29	-10,13
Нагр	6	ПС Угольная 110 кВ	110			1								119,82	8,92	-8,19
Нагр	7	ПС Угольная Н1	110			1								121,91	10,83	-10,56
Нагр	8	ПС Угольная Н2	110			1								121,91	10,83	-10,56
Нагр	9	ПС Угольная 35 кВ	35			1	8	-8						38,74	10,69	-10,57
Нагр	10	ПС Угольная 6 кВ	6			1	8	2						6,94	10,11	-10,9
Нагр	11	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	35			1								37,34	6,7	-9,86
Нагр	12	ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	6			1	6	3						6,69	6,18	-11,61
Нагр	13	ПС Микрорайон 35 кВ	35			1								38,71	10,59	-10,95
Нагр	14	ПС Микрорайон 6 кВ	6			1	8	-4						7,15	13,45	-12,55
Нагр	15	ПС Морская 35 кВ	35			1								38,5	10,01	-10,73
Нагр	16	ПС Морская 6 кВ	6			1	8	4						6,92	9,8	-12,25
Нагр	17	ПС Восточная/т 110 кВ	110			1								119,98	9,07	-8,18
Нагр	18	ПС Восточная/т Н1	110			1								125,94	14,49	-10,31
Нагр	19	ПС Восточная/т Н2	110			1								125,94	14,49	-10,31
Нагр	20	ПС Восточная/т 27 кВ	28			1	15	-18						31,46	14,41	-10,36
Нагр	21	ПС Восточная/т 10 кВ	10			1	4	1						11,95	13,79	-10,57
Нагр	22	ПС Голубовка 110 кВ	110			1								121,34	10,31	-7,63
Нагр	23	ПС Голубовка 10 кВ	10			1	11	2,6						11,67	11,16	-9,48
Нагр	24	Лозовая 500 кВ	500			1								507,53	1,51	-1,26
Нагр	25	Лозовая Н1	500			1								491,26	-1,75	-3,63
Нагр	26	Лозовая 220 кВ	220			1	100	15						237,71	8,05	-3,62
Нагр	27	Лозовая 10 кВ	10			1								10,32	-1,75	-3,63
База	28	Владивосток 500 кВ	500			1			209,7	197	515			515	3	
Нагр	29	Владивосток Н1	500			1								496,1	-0,78	-0,5
Нагр	30	Владивосток 220 кВ	220			1	220	40						240,1	9,14	-0,49
Нагр	31	Владивосток 10	10			1								10,42	4,18	-0,5
Нагр	32	Козьмино 220 кВ	220			1								237,22	7,83	-3,85
Нагр	33	Козьмино Н1	220			1								232,91	5,87	-7,26
Нагр	34	Козьмино Н2	220			1								232,91	5,87	-7,26
Нагр	35	Козьмино 35 кВ	35			1	30	8						37	5,7	-7,24
Нагр	36	Козьмино 6 кВ	6			1	10	2						6,5	3,23	-7,92
Нагр	37	Широкая 220 кВ	220			1								235,59	7,09	-3,66
Нагр	38	Широкая Н1	220			1								248,23	12,83	-6,41
Нагр	39	Широкая Н2	220			1								248,23	12,83	-6,41
Нагр	40	Широкая 110 кВ	110			1	31	-9						124,07	12,79	-6,41
Нагр	41	Широкая 10 кВ	10			1	4	1						11,65	10,98	-6,65
Нагр	42	Перевал 220 кВ	220			1								235,65	7,11	-2,27
Нагр	43	Перевал Н1	220			1								234,46	6,57	-3,29
Нагр	44	Перевал Н2	220			1								234,46	6,57	-3,29
Нагр	45	Перевал 35 кВ	35			1	8	2						37,27	6,48	-3,28
Нагр	46	Перевал 6.3 кВ	6			1	4	1						6,56	4,07	-3,55
Нагр	47	Береговая 2 220 кВ	220			1								236	7,27	-0,85
Нагр	48	Береговая 2 Н1	220			1								250,36	13,8	-1,43
Нагр	49	Береговая 2 Н2	220			1								250,36	13,8	-1,43
Нагр	50	Береговая 2 110 кВ	110			1	17	4						125,17	13,79	-1,43
Нагр	51	Береговая 2 6 кВ	6			1	2	1						7	11,15	-1,55
Нагр	52	Аэропорт 220 кВ	220			1	4	1						238,62	8,46	0,47
Нагр	53	АТЭЦ 220 кВ	220			1								237,19	7,81	1,39
Нагр	54	АТЭЦ Н1	220			1								239,9	9,05	7,76
Нагр	55	АТЭЦ Н2	220			1								239,9	9,05	7,76
Ген	56	АТЭЦ 110 кВ	110			1	100	40	200	-3,8	120	-100	100	120	9,09	7,77
Ген	57	АТЭЦ 15 кВ	16			1			100	-23,1	16,5	-50	50	16,5	4,76	14,54
Ген	58	АТЭЦ Г8	16			1			100	-19,6	16,5	-50	50	16,5	4,76	6,78
Нагр	59	ПаГРЭС 220 кВ	220			1								234,51	6,59	-3,64
Нагр	60	ПаГРЭС Н1	220			1								239,45	8,84	-4,19
Нагр	61	ПаГРЭС Н2	220			1								239,45	8,84	-4,19
Нагр	62	ПаГРЭС 110 кВ	110			1	108	12						119,72	8,83	-4,17
Нагр	63	ПаГРЭС 10 кВ	10			1								11,25	7,18	-4,19
Ген	64	ПаГРЭС Г1	16			1			100	-44,5	16,5	-50	50	16,5	4,76	0,51
Ген	65	ПаГРЭС Г3	16			1			50	-20	16	-20	20	16,86	7,05	-1,88
Нагр	66	ПС Контейнерная 110 кВ	110			1								118,4	7,64	-8,78
Нагр	67	ПС Контейнерная 10 кВ	10			1	15	7						10,62	6,2	-11,45
Нагр	68	ПС Порт 110 кВ	110			1								118,83	8,03	-8,57
Нагр	69	ПС Порт 10 кВ	10			1	11	4,4						10,65	6,45	-11,68

## Продолжение приложение Ж. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/g	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I_max	Идон_расч	загр.
Тр-р	1	2	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	0,983	8	1	-9	1	46			
Тр-р	1	3	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н2	2,6	88,8	12,1	1,7	0,983	8	1	-9	1	46			
Тр-р	2	4	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-7	2	37			
Тр-р	3	4	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-7	2	38			
Тр-р	3	5	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1	10			
Тр-р	2	5	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1	10			
Тр-р	6	8	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-17	0	81			
Тр-р	6	7	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-17	0	81			
Тр-р	8	9	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-13	1	61			
Тр-р	7	9	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-13	1	61			
Тр-р	8	10	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1	20			
Тр-р	7	10	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1	20			
Тр-р	11	12	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2	53			
Тр-р	11	12	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2	53			
Тр-р	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2	69			
Тр-р	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2	69			
Тр-р	13	14	ПС Микрорайон 35 кВ - ПС Микрорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2	66			
Тр-р	13	14	ПС Микрорайон 35 кВ - ПС Микрорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2	66			
Тр-р	17	19	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н2	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8	59			
Тр-р	17	18	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н1	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8	59			
Тр-р	19	20	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-8	9	54			
Тр-р	18	20	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-8	9	54			
Тр-р	19	21	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1	9			
Тр-р	18	21	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1	9			
Тр-р	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2	27			
Тр-р	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2	27			
ЛЭП	22	17	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Восточная/т 110 кВ	2	4,2	-34					-42	-19	222	610	36,3	
ЛЭП	17	6	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Угольная 110 кВ	0,18	0,45	-3					-23	-34	199	510	39,1	
ЛЭП	6	1	ПС Угольная 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	4,05	10,32	-68,8					37	-20	205	510	40,2	
ЛЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2	69	330	20,9	
ЛЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2	69	330	20,9	
ЛЭП	9	11	ПС Угольная 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	7,89	10,86						-1	-4	63	330	19,2	
ЛЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Микрорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2	66	380	17,3	
ЛЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Микрорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2	66	380	17,3	
ЛЭП	11	4	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Екатеринбург 35 кВ	0,42	0,64						5	-1	75	445	16,9	
Тр-р	24	25	Лозовая 500 кВ - Лозовая Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-170	-143	253			
Тр-р	25	26	Лозовая Н1 - Лозовая 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-170	-126	248			
Тр-р	25	27	Лозовая Н1 - Лозовая 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	0	0			
Тр-р	28	29	Владивосток 500 кВ - Владивосток Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-39	-165	191			
Тр-р	29	30	Владивосток Н1 - Владивосток 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-38	-153	183			
Тр-р	29	31	Владивосток Н1 - Владивосток 10	2,9	113,5			0,021			0	0	0			
Тр-р	37	38	Широкая 220 кВ - Широкая Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-45	-10	112			
Тр-р	38	40	Широкая Н1 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-43	-7	101			
Тр-р	38	41	Широкая Н1 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1	5			
Тр-р	37	39	Широкая 220 кВ - Широкая Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-45	-10	112			
Тр-р	39	40	Широкая Н2 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-43	-7	101			
Тр-р	39	41	Широкая Н2 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1	5			
Тр-р	59	60	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-9	-38	96			
Тр-р	60	62	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-9	-36	89			
Тр-р	60	63	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0	0			
Тр-р	59	61	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-9	-38	96			
Тр-р	61	62	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-9	-36	89			
Тр-р	61	63	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0	0			
Тр-р	62	64	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г1	0,4	11,1	52	7,6	0,143			100	-55	549			
Тр-р	62	65	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г3	0,4	11,1	52	7,6	0,143			50	-23	265			
Тр-р	53	54	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-54	276			
Тр-р	54	56	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-22	131			
Тр-р	54	57	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18	127			
Тр-р	53	55	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-54	276			
Тр-р	55	56	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-22	131			
Тр-р	55	57	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18	127			
Тр-р	53	58	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			100	-30	253			
Тр-р	47	48	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3	25			
Тр-р	48	50	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2	20			
Тр-р	48	51	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1	3			
Тр-р	47	49	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3	25			
Тр-р	49	50	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2	20			
Тр-р	49	51	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1	3			
Тр-р	42	43	Перевал 220 кВ - Перевал Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2	16			
Тр-р	43	45	Перевал Н1 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1	10			
Тр-р	43	46	Перевал Н1 - Перевал 6,3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1	5			
Тр-р	42	44	Перевал 220 кВ - Перевал Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2	16			
Тр-р	44	45	Перевал Н2 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1	10			
Тр-р	44	46	Перевал Н2 - Перевал 6,3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1	5			
Тр-р	32	33	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7	52			
Тр-р	33	35	Козьмино Н1 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4	39			
Тр-р	33	36	Козьмино Н1 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1	13			
Тр-р	32	34	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7	52			
Тр-р	34	35	Козьмино Н2 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4	39			
Тр-р	34	36	Козьмино Н2 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1	13			
ЛЭП	24	28	Лозовая 500 кВ - Владивосток 500 кВ	3,89	35,75	-446,9					170	143	253	1000	25,3	
ЛЭП	30	52	Владивосток 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,6	8,54	-109,5					101	-58	287	690	41,6	
ЛЭП	30	53	Владивосток 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	4,95	19,43	-124,6					81	-55	245	630	38,9	
ЛЭП	53	52	АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,46	7,79	-104,5					-105	65	302	690	43,7	
ЛЭП	53	47	АТЭЦ 220 кВ - Береговая 2 220 кВ	4,82	19,18	-119,5					-111	14	273	690	39,6	
ЛЭП	47	42	Береговая 2 220 кВ - Перевал 220 кВ	3,62	14,42	-89,9					-91	18	228	690	33	
ЛЭП	42	37	Перевал 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,9	16,37	-109,9					-79	20	198	690	28,8	
ЛЭП	26	37	Лозовая 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,41	13,58	-84,7					-11	-32	93	690	13,5	
ЛЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3	52	690	7,5	
ЛЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3	52	690	7,5	
ЛЭП	26	59	Лозовая 220 кВ - ПаГРЭС 220 кВ	2,14	9,58	-59					-18	-74	192	690	27,8	
ЛЭП	62	1	ПаГРЭС 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	3,48	8,03	-57,9					-59	19	299	510	58,7	
ЛЭП	22	40	ПС Голубовка 110 кВ - Широкая 110 кВ	3,17	7,3	-52,6					53	22	275	610	45,1	
Тр-																

# Продолжение приложение Ж. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4



Продолжение приложение Ж.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	dV	Delta
Нагр	1	ПС Екатериновка 110 кВ	110			1	2	1						120,08	9,17	-5,94
Нагр	2	ПС Екатериновка Н1	110			1								118,59	7,81	-9,2
Нагр	3	ПС Екатериновка Н2	110			1								118,59	7,81	-9,2
Нагр	4	ПС Екатериновка 35 кВ	35			1	10	-3						37,66	7,6	-9,22
Нагр	5	ПС Екатериновка 6 кВ	6			1	4	1						6,74	7,06	-9,62
Нагр	6	ПС Угольная 110 кВ	110			1								121,15	10,13	-7,62
Нагр	7	ПС Угольная Н1	110			1								123,22	12,02	-9,97
Нагр	8	ПС Угольная Н2	110			1								123,22	12,02	-9,97
Нагр	9	ПС Угольная 35 кВ	35			1	8	-8						39,16	11,88	-9,97
Нагр	10	ПС Угольная 6 кВ	6			1	8	2						7,01	11,3	-10,3
Нагр	11	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	35			1								37,62	7,5	-9,35
Нагр	12	ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	6			1	6	3						6,74	7,01	-11,07
Нагр	13	ПС Микрорайон 35 кВ	35			1								39,12	11,79	-10,35
Нагр	14	ПС Микрорайон 6 кВ	6			1	8	-4						7,22	14,64	-11,91
Нагр	15	ПС Морская 35 кВ	35			1								38,92	11,21	-10,13
Нагр	16	ПС Морская 6 кВ	6			1	8	4						7	11,04	-11,62
Нагр	17	ПС Восточная/т 110 кВ	110			1								121,25	10,23	-7,63
Нагр	18	ПС Восточная/т Н1	110			1								127,19	15,63	-9,73
Нагр	19	ПС Восточная/т Н2	110			1								127,19	15,63	-9,73
Нагр	20	ПС Восточная/т 27 кВ	28			1	15	-18						31,78	15,55	-9,78
Нагр	21	ПС Восточная/т 10 кВ	10			1	4	1						12,07	14,93	-9,98
Нагр	22	ПС Голубовка 110 кВ	110			1								121,98	10,89	-7,36
Нагр	23	ПС Голубовка 10 кВ	10			1	11	2,6						11,73	11,76	-9,19
Нагр	24	Лозовая 500 кВ	500			1								507,51	1,5	-1,25
Нагр	25	Лозовая Н1	500			1								491,18	-1,76	-3,61
Нагр	26	Лозовая 220 кВ	220			1	100	15						237,66	8,03	-3,6
Нагр	27	Лозовая 10 кВ	10			1								10,31	-1,76	-3,61
База	28	Владивосток 500 кВ	500			1			209,1	197,9	515			515	3	
Нагр	29	Владивосток Н1	500			1								496,05	-0,79	-0,51
Нагр	30	Владивосток 220 кВ	220			1	220	40						240,07	9,12	-0,5
Нагр	31	Владивосток 10	10			1								10,42	4,17	-0,51
Нагр	32	Козьмино 220 кВ	220			1								237,18	7,81	-3,83
Нагр	33	Козьмино Н1	220			1								232,87	5,85	-7,23
Нагр	34	Козьмино Н2	220			1								232,87	5,85	-7,23
Нагр	35	Козьмино 35 кВ	35			1	30	8						36,99	5,68	-7,22
Нагр	36	Козьмино 6 кВ	6			1	10	2						6,5	3,22	-7,89
Нагр	37	Широкая 220 кВ	220			1								235,29	6,95	-3,69
Нагр	38	Широкая Н1	220			1								247,38	12,44	-6,62
Нагр	39	Широкая Н2	220			1								247,38	12,44	-6,62
Нагр	40	Широкая 110 кВ	110			1	31	-9						123,65	12,4	-6,61
Нагр	41	Широкая 10 кВ	10			1	4	1						11,61	10,6	-6,86
Нагр	42	Перевал 220 кВ	220			1								235,43	7,01	-2,29
Нагр	43	Перевал Н1	220			1								234,24	6,47	-3,31
Нагр	44	Перевал Н2	220			1								234,24	6,47	-3,31
Нагр	45	Перевал 35 кВ	35			1	8	2						37,23	6,38	-3,31
Нагр	46	Перевал 6.3 кВ	6			1	4	1						6,55	3,97	-3,57
Нагр	47	Береговая 2 220 кВ	220			1								235,85	7,2	-0,87
Нагр	48	Береговая 2 Н1	220			1								250,2	13,73	-1,45
Нагр	49	Береговая 2 Н2	220			1								250,2	13,73	-1,45
Нагр	50	Береговая 2 110 кВ	110			1	17	4						125,09	13,72	-1,45
Нагр	51	Береговая 2 6 кВ	6			1	2	1						7	11,08	-1,57
Нагр	52	Аэропорт 220 кВ	220			1	4	1						238,58	8,45	0,46
Нагр	53	АТЭЦ 220 кВ	220			1								237,14	7,79	1,38
Нагр	54	АТЭЦ Н1	220			1								239,9	9,05	7,75
Нагр	55	АТЭЦ Н2	220			1								239,9	9,05	7,75
Ген	56	АТЭЦ 110 кВ	110			1	100	40	200	-3,5	120	-100	100	120	9,09	7,76
Ген	57	АТЭЦ 15 кВ	16			1			100	-23,1	16,5	-50	50	16,5	4,76	14,53
Ген	58	АТЭЦ Г8	16			1			100	-19,4	16,5	-50	50	16,5	4,76	6,77
Нагр	59	ПаГРЭС 220 кВ	220			1								234,63	6,65	-3,56
Нагр	60	ПаГРЭС Н1	220			1								239,95	9,07	-3,92
Нагр	61	ПаГРЭС Н2	220			1								239,95	9,07	-3,92
Нагр	62	ПаГРЭС 110 кВ	110			1	108	12						119,97	9,06	-3,91
Нагр	63	ПаГРЭС 10 кВ	10			1								11,28	7,41	-3,92
Ген	64	ПаГРЭС Г1	16			1			100	-47,1	16,5	-50	50	16,5	4,76	0,77
Ген	65	ПаГРЭС Г3	16			1			50	-20	16	-20	20	16,9	7,29	-1,63
Нагр	66	ПС Контейнерная 110 кВ	110			1								122,7	11,55	-6,96
Нагр	67	ПС Контейнерная 10 кВ	10			1	15	7						11,03	10,26	-9,44
Нагр	68	ПС Порт 110 кВ	110			1								122,42	11,29	-7,12
Нагр	69	ПС Порт 10 кВ	10			1	11	4,4						10,99	9,85	-10,05

## Продолжение приложение Ж. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	l max	Идон_расч	загр.
Tr-p	1	2	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н1	2,6	88,9	12,1	1,7	0,983	8	1	-9	1	45			
Tr-p	1	3	ПС Екатеринбург 110 кВ - ПС Екатеринбург Н2	2,6	88,8	12,1	1,7	0,983	8	1	-9	1	45			
Tr-p	2	4	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-7	2	36			
Tr-p	3	4	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 35 кВ	2,6				0,318			-7	2	37			
Tr-p	3	5	ПС Екатеринбург Н2 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1	10			
Tr-p	2	5	ПС Екатеринбург Н1 - ПС Екатеринбург 6 кВ	2,6	52			0,057			-2	-1	10			
Tr-p	6	8	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-17	-1	81			
Tr-p	6	7	ПС Угольная 110 кВ - ПС Угольная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1,018	10	1	-17	-1	81			
Tr-p	8	9	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-13	1	61			
Tr-p	7	9	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 35 кВ	0,8				0,318			-13	1	61			
Tr-p	8	10	ПС Угольная Н2 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1	19			
Tr-p	7	10	ПС Угольная Н1 - ПС Угольная 6 кВ	0,8	22,3			0,057			-4	-1	19			
Tr-p	11	12	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2	53			
Tr-p	11	12	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 6 кВ	1,4	14,6	46,3	7,5	0,183	5	3	-3	-2	53			
Tr-p	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2	68			
Tr-p	15	16	ПС Морская 35 кВ - ПС Морская 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	-2	68			
Tr-p	13	14	ПС Мирорайон 35 кВ - ПС Мирорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2	65			
Tr-p	13	14	ПС Мирорайон 35 кВ - ПС Мирорайон 6 кВ	0,88	10,1	59,2	10,7	0,183	5	3	-4	2	65			
Tr-p	17	19	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н2	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8	58			
Tr-p	17	18	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Восточная/т Н1	1,5	57	17	3,2	1,018	10	1	-10	8	58			
Tr-p	19	20	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-8	9	53			
Tr-p	18	20	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 27 кВ	1,5				0,25			-8	9	53			
Tr-p	19	21	ПС Восточная/т Н2 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1	9			
Tr-p	18	21	ПС Восточная/т Н1 - ПС Восточная/т 10 кВ	1,5	35,7			0,095			-2	-1	9			
Tr-p	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2	27			
Tr-p	22	23	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Голубовка 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,097	8	2	-6	-2	27			
лЭП	22	17	ПС Голубовка 110 кВ - ПС Восточная/т 110 кВ	2	4,2	-34					-22	-11	116	610	19	
лЭП	17	6	ПС Восточная/т 110 кВ - ПС Угольная 110 кВ	0,18	0,45	-3					-3	-26	126	510	24,6	
лЭП	6	1	ПС Угольная 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	4,05	10,32	-68,8					31	-25	194	510	38,1	
лЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2	68	330	20,7	
лЭП	9	15	ПС Угольная 35 кВ - ПС Морская 35 кВ	1,29	1,77						-4	-2	68	330	20,7	
лЭП	9	11	ПС Угольная 35 кВ - ПС Владимиро-Александровская 35 кВ	7,89	10,86						-2	-4	68	330	20,7	
лЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Мирорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2	65	380	17,1	
лЭП	9	13	ПС Угольная 35 кВ - ПС Мирорайон 35 кВ	1,19	1,99						-4	2	65	380	17,1	
лЭП	11	4	ПС Владимиро-Александровская 35 кВ - ПС Екатеринбург 35 кВ	0,42	0,64						4	-1	70	445	15,7	
Tr-p	24	25	Лозовая 500 кВ - Лозовая Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-169	-144	253			
Tr-p	25	26	Лозовая Н1 - Лозовая 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-169	-126	248			
Tr-p	25	27	Лозовая Н1 - Лозовая 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	0	0			
Tr-p	28	29	Владивосток 500 кВ - Владивосток Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	4	-39	-166	191			
Tr-p	29	30	Владивосток Н1 - Владивосток 220 кВ	0,39				0,484	1	7	-39	-153	184			
Tr-p	29	31	Владивосток Н1 - Владивосток 10	2,9	113,5			0,021			0	0	0			
Tr-p	37	38	Широкая 220 кВ - Широкая Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-47	-12	120			
Tr-p	38	40	Широкая Н1 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-45	-9	107			
Tr-p	38	41	Широкая Н1 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1	5			
Tr-p	37	39	Широкая 220 кВ - Широкая Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-47	-12	120			
Tr-p	39	40	Широкая Н2 - Широкая 110 кВ	0,48				0,5			-45	-9	107			
Tr-p	39	41	Широкая Н2 - Широкая 10 кВ	3,2	131			0,047			-2	-1	5			
Tr-p	59	60	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-6	-37	91			
Tr-p	60	62	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-6	-35	84			
Tr-p	60	63	ПаГРЭС Н1 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0	0			
Tr-p	59	61	ПаГРЭС 220 кВ - ПаГРЭС Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-6	-37	91			
Tr-p	61	62	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 110 кВ	0,48				0,5			-6	-35	84			
Tr-p	61	63	ПаГРЭС Н2 - ПаГРЭС 10 кВ	3,2	131			0,047			0	0	0			
Tr-p	62	64	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г1	0,4	11,1	52	7,6	0,143			100	-58	554			
Tr-p	62	65	ПаГРЭС 110 кВ - ПаГРЭС Г3	0,4	11,1	52	7,6	0,143			50	-23	264			
Tr-p	53	54	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-54	276			
Tr-p	54	56	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-22	131			
Tr-p	54	57	АТЭЦ Н1 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18	127			
Tr-p	53	55	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	100	-54	276			
Tr-p	55	56	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 110 кВ	0,48				0,5			50	-22	131			
Tr-p	55	57	АТЭЦ Н2 - АТЭЦ 15 кВ	3,2	131			0,071			50	-18	127			
Tr-p	53	58	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			100	-30	253			
Tr-p	47	48	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3	25			
Tr-p	48	50	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2	20			
Tr-p	48	51	Береговая 2 Н1 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1	3			
Tr-p	47	49	Береговая 2 220 кВ - Береговая 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1,064	9	5	-10	-3	25			
Tr-p	49	50	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 110 кВ	0,48				0,5			-9	-2	20			
Tr-p	49	51	Береговая 2 Н2 - Береговая 2 6 кВ	3,2	131			0,028			-1	-1	3			
Tr-p	42	43	Перевал 220 кВ - Перевал Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2	16			
Tr-p	43	45	Перевал Н1 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1	10			
Tr-p	43	46	Перевал Н1 - Перевал 6,3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1	5			
Tr-p	42	44	Перевал 220 кВ - Перевал Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-6	-2	16			
Tr-p	44	45	Перевал Н2 - Перевал 35 кВ	3,6				0,159			-4	-1	10			
Tr-p	44	46	Перевал Н2 - Перевал 6,3 кВ	3,6	125			0,028			-2	-1	5			
Tr-p	32	33	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н1	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7	52			
Tr-p	33	35	Козьмино Н1 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4	39			
Tr-p	33	36	Козьмино Н1 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1	13			
Tr-p	32	34	Козьмино 220 кВ - Козьмино Н2	3,6	165	8,3	1	1	9	6	-20	-7	52			
Tr-p	34	35	Козьмино Н2 - Козьмино 35 кВ	3,6				0,159			-15	-4	39			
Tr-p	34	36	Козьмино Н2 - Козьмино 6 кВ	3,6	125			0,028			-5	-1	13			
лЭП	24	28	Лозовая 500 кВ - Владивосток 500 кВ	3,89	35,75	-446,9					169	144	253	1000	25,3	
лЭП	30	52	Владивосток 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,6	8,54	-109,5					100	-58	287	690	41,6	
лЭП	30	53	Владивосток 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	4,95	19,43	-124,6					81	-55	245	630	38,9	
лЭП	53	52	АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт 220 кВ	1,46	7,79	-104,5					-105	66	301	690	43,7	
лЭП	53	47	АТЭЦ 220 кВ - Береговая 2 220 кВ	4,82	19,18	-119,5					-112	13	274	690	39,8	
лЭП	47	42	Береговая 2 220 кВ - Перевал 220 кВ	3,62	14,42	-89,9					-92	17	228	690	33,1	
лЭП	42	37	Перевал 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,9	16,37	-109,9					-79	19	199	690	28,9	
лЭП	26	37	Лозовая 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,41	13,58	-84,7					-16	-35	104	690	15,1	
лЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3	52	690	7,5	
лЭП	26	32	Лозовая 220 кВ - Козьмино 220 кВ	2,92	11,85	-75,3					-20	-3	52	690	7,5	
лЭП	26	59	Лозовая 220 кВ - ПаГРЭС 220 кВ	2,14	9,58	-59					-12	-71	183	690	26,5	
лЭП	62	1	ПаГРЭС 110 кВ - ПС Екатеринбург 110 кВ	3,48	8,03	-57,9					-53	24	281	510	55,2	
лЭП	22	40	ПС Голубовка 110 кВ - Широкая 110 кВ	3,17	7,3	-52,6					33	14	169	610	27,7	
Tr-p	66	67	ПС Контейнерная 110 кВ - ПС Контейнерная 10 кВ	4,38	86,7	8,4	1,4	0,092	11	2	-8	-4	40			
Tr-p	66															



