

**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 развития системы электроснабжения островов  
Русский и Попова в Приморском крае с применением инновационных  
технологий

Исполнитель

студент группы 142-ом

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А. Логуненко

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Руководитель

магистерской программы

докт.техн.наук, профессор

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

Старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Благовещенск 2023

**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 Логуненко Антона Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование развития системы электроснабжения островов Русский и Попова в Приморском крае с применением инновационных технологий

(утверждено приказом от 21.02.2023 № 442-уч)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Приморского РДУ, схема потокораспределения Приморских электрических сетей, контрольные замеры летнего и зимнего периода режима за период 2017- 2022 г. Приморских электрических сетей

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ схемно–режимной ситуации в электрических сетях Приморского края, проектирование вариантов развития электрической сети при вводе ПС, выбор и проверка оборудования, технико-экономическое сравнение вариантов

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 листа графической части, 56 таблиц, 34 рисунков, программные продукты RastrWin3, MathCad, 6 приложений, 64 формулы.

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

7. Дата выдачи задания 22.02.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич, канд. техн. наук, доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): 22.02.2023

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 105 стр., 34 рисунка, 56 таблиц, 6 приложений, 53 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, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ.

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Приморского края в связи с подключением нового потребителя на островах Русский и Попова.

В данной магистерской диссертации была поставлена задача разработки схемы подключения дополнительных мощностей островах Русский и Попова Приморского края с применением инновационного оборудования.

В результате была определена возможность подключения нового потребителя к электрическим сетям Приморского края. 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 подключения нагрузки на островах Русский и Попова. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Анализ современного состояния схемно–режимной ситуации в электрических сетях Приморского края	11
1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	11
1.2 Экономическая характеристика острова Русский и Попова	12
1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Приморского края	13
1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района	14
1.4.1 Характеристика источников питания	15
1.4.2 Структурный анализ ЛЭП	20
1.4.3 Структурный анализ ПС	22
1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	23
1.6 Выводы	39
2 Характеристика инновационного оборудования, применяемого на подстанциях	40
2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций и подключения потребителей	40
2.1.1 Применение ВИЭ для подключения нагрузки	40
2.1.2 Возможность применения КРУЭ при проектировании распределительных устройств	45
2.2 Выводы	48
3 Проектирование развития электрической сети Приморского края в связи с подключением новой нагрузки	49
3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	49
3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	52

3.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении мощности 20 МВт от ПС Русская сетью 110 кВ, а нагрузку 5 МВт на острове Попова с помощью ВЛ 35 кВ от ПС КЭТ	52
3.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении мощности 20 МВт от ПС Русская сетью 110 кВ и нагрузку 5 МВт на острове Попова с помощью ВИЭ	60
3.3 Расчет токов короткого замыкания	64
3.4 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального	68
3.4.1 Выбор и проверка выключателей	71
3.4.2 Выбор и проверка разъединителей	71
3.4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	72
3.4.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	74
3.4.5 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	75
3.4.6 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	77
3.4.7 Выбор трансформаторов собственных нужд	79
3.4.8 Выбор ОПН	80
3.5 Выводы	83
4 Выбор оптимального варианта развития сети	85
4.1 Капиталовложения	85
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	87
4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	88
4.4 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения	89
4.5 Оценка экономической эффективности проекта	94
4.6 Выводы	98
Заключение	99
Библиографический список	100
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	106
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	107

Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	124
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	130
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	142
Приложение Е Однолинейные схемы вариантов	148

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ДЭС – дизельная электростанция
- ЕЭС – единая энергосистема;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КРУН – комплектное распределительное устройство наружное;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкое напряжение;
- ОЗ – операционная зона;
- 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 магистерской диссертации исследуется развитие электрической сети Приморского края в связи с подключением нагрузки на острова Русский и Попова. Разработка инновационной схемы подключения включает комплекс мер и технических решений, которые помогут снизить потери электроэнергии в сети, повысить надежность электроснабжения и улучшить качество электроэнергии для подключения новых социально-экономически значимых объектов.

**Актуальность** данной темы обусловлена экономическим развитием Приморского края, увеличением мощности потребителей и необходимостью ухода от электроснабжения Дальневосточной энергосистемы острова Попова от ДЭС. Данная тема была взята по предложению ДРСК.

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

Предмет исследования – инновационные технологии, применяемые в электроснабжении потребителей, не имеющих централизованного электроснабжения.

Целью данной магистерской диссертации является проектирование инновационной схемы развития электрических сетей Приморского края в связи с подключением нагрузки на островах Русский и Попова.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) Выявление проблемных мест существующей сети и возможности подключения нового крупного потребителя;
- 2) Анализ инновационных технологий применяемых при развитии электрических сетей и подключении ПС;
- 3) Разработка вариантов подключения нового потребителя к электрическим сетям Приморского края, техническая проработка предложенных вариантов;



4) Определение оптимального варианта инновационного развития сети на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

**Научная новизна** заключается в обоснованном выборе инновационных технологий и их адаптации, к реальному объекту при развитии электрических сетей Приморского края.

**Практическая значимость** работы заключается в том, что в результате мы получаем повышения гибкости электрических сетей Приморского края, а также надёжного электроснабжения социально–экономически значимых объектов Приморского края при подключении нового потребителя.

В данной работе проделано следующее: определён эквивалент рассматриваемого участка сети, дана экономическая и климатическая характеристики, а также рассмотрены территориальные особенности Приморского края, дана характеристика источников питания в рассматриваемом эквиваленте сети, выполнен структурный анализ ЛЭП и ПС, расчёт и анализ режимов существующей сети, приведена характеристика применяемого инновационного оборудования, разработаны варианты развития электрической сети и выполнена их техническая проработка, на основании расчёта экономической эффективности был сделан выбор оптимального варианта развития сети, а так же сделаны необходимые выводы и подведены результаты.

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.

### Участие в конференциях

Название конференции	Название доклада
День науки	Проблемы электроснабжения потребителей западного энергорайона Амурской области
Молодёжь XXI века: шаг в будущее	Проблемы электроснабжения западного энергорайона Амурской области
X Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием «Энергетика: управление, качество и эффективность использования Энергоресурсов»	Варианты подключения нагрузки на острове Русский и острове Попова
День науки	Варианты подключения нагрузки на о. Русский и о. Попова

### Подготовка публикаций

Название публикаций	Издательство, журнал, номер, год, страницы
Молодёжь XXI века: шаг в будущее	Дальневосточный ГАУ, материалы XXIII региональной научно-практической конференции (Благовещенск, 24 мая 2022 г.) [В 4 т.] Стр. 87-88
X Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием «Энергетика: управление, качество и эффективность использования Энергоресурсов»	Амурский государственный университет, 2023 Сборник трудов X Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2023. Стр. 133-138

# 1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО–РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

Для определения места проектирования источников питания, электрических сетей и ПС в рассматриваемом районе, анализируется современное состояние схемно-режимной ситуации в электрических сетях. Анализ режимной ситуации проводится для выявления узких мест в районе и возможности подключения новых потребителей.

## 1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

В качестве эквивалента выбран участок существующих сетей Приморского края.



Рисунок 1 – Расположение сетей на карте рассматриваемого участка сети [43]

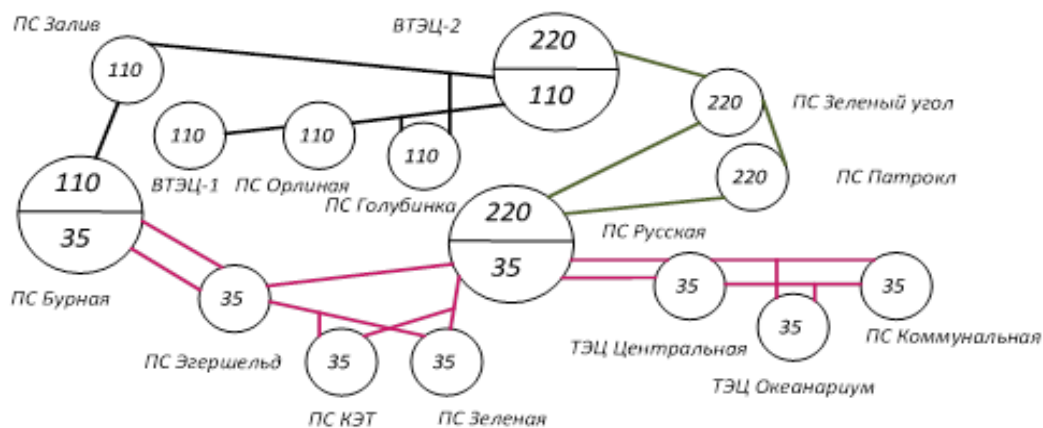


Рисунок 2 – Структурная схема рассматриваемого участка сети

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбрано четыре станции ВТЭЦ-1; ВТЭЦ-2; ТЭЦ Центральная; ТЭЦ Океанариум, три подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ: ПС Русская; ПС Патрокл; ПС Зеленый угол, четыре подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ: ПС Бурная, ПС Залив, ПС Голубинка, ПС Орлиная, четыре подстанции с высшим классом напряжения 35 кВ [44]:

ПС Эгершельд;

ПС КЭТ;

ПС Зеленая;

ПС Коммунальная.

Граф рассматриваемого участка сети представлен на рисунке 2.

Выбран эквивалент участка сети для дальнейшей проработки.

## **1.2 Экономическая характеристика острова Русский и Попова**

Характеристика экономической структуры Приморского края производится для определения возможных направлений для увеличения мощности потребителей.

В 2005 году, администрация Приморского края представила инвестиционный проект "Развитие острова Русский", который предусматривал создание комплекса производственных предприятий в области био- и информационных технологий, университетского комплекса мирового уровня и межрегионального медицинского центра на острове [43].

В 2005 году, администрация Приморского края представила инвестиционный проект "Развитие острова Русский", который предусматривал создание комплекса производственных предприятий в области био- и информационных технологий, университетского комплекса мирового уровня и межрегионального медицинского центра на острове [43].

В соответствии с постановлением правительства РФ от 31 марта 2010 года, на территории Русского острова была создана туристско-рекреационная особая экономическая зона, которая прекратила своё существование в 2016 году.

В июне 2017 года, концепция развития острова Русский была утверждена премьер-министром России Дмитрием Медведевым, с целью использования острова как площадки для интеграции России в Азиатско-Тихоокеанский регион. В 2018 году, Совет Федерации одобрил законы о создании специальных административных районов на Октябрьском острове в Калининграде и на Русском острове в Приморье, которые станут офшорными территориями с особыми финансовыми условиями [43].

В настоящее время, на острове Русский запланировано строительство Военно-патриотического парка культуры и отдыха Восточного военного округа "Патриот". Остров Попова, наравне с островом Русский, является популярным местом отдыха жителей Владивостока.

На острове действует несколько турбаз и баз отдыха, а каждое лето здесь разбиваются палаточные лагеря. Лучшее время для отдыха на острове - с июля по конец сентября, а средняя температура воды в августе составляет 22 °С [43].

На острове также расположена Морская экспериментальная станция Тихоокеанского океанологического института им. В. И. Ильичева Дальневосточного отделения Российской Академии.

Рассмотренный район является перспективным для развития электроэнергетики.

### **1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Приморского края**

Для определения места строительства и выбора соответствующего оборудования, учитывающего климатические условия, проводится характеристика территориальных и климатических особенностей Приморского края вблизи города Владивосток [43].

Приморский край расположен в юго-восточной части России и имеет максимальную протяженность около 900 км и наибольшую ширину в 280 км.

Границы края простираются на 3000 км, из которых около 1500 км приходится на морские границы. Сухопутные границы края проходят через

Хабаровский край, Китай и Северную Корею, а на востоке и юге край омывается Японским морем [43].

Жизнь в этом крае невозможна без туманов, ветров и высокой влажности. В самый холодный месяц года - январе, средняя температура составляет от -12 до -20 °С. Зима сухая, ясная и ветреная. Весной температура стремительно повышается, и к маю природа становится более приветливой, что привлекает множество туристов во Владивосток. Самые теплые месяцы в году - июль и август, когда средняя температура составляет от +18 до +20 °С. Однако, в это время года приходится наибольшее количество осадков, а также частые тайфуны [26].

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

Характеристика	Значение
Преобладающее направление ветра	3, СЗ
Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	32 м/с
Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	16 м/с
Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	15 мм
Температура воздуха при гололеде	- 5 °С
Абсолютный минимум температуры воздуха	- 45.4 °С
Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 40 °С
Глубина промерзания грунта	2,85 м
Среднегодовая продолжительность гроз	40 часов
Среднегодовое количество осадков	900–1000 мм
Район по гололеду	3
Ветровой район	3

Для рассматриваемого района необходимо выбирать оборудование марки УХЛ.

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

Для проведения структурного анализа электроэнергетической системы в районе необходимо выполнить следующие задачи: описать источники питания, проанализировать структуру линий электропередачи и провести структурный анализ подстанций.

#### 1.4.1 Характеристика источников питания

##### **Владивостокская ТЭЦ 2**

ТЭЦ-2 во Владивостоке является электростанцией, которая производит электроэнергию и тепло с использованием паротурбинной технологии. Мощность электростанции составляет 497 МВт, а тепловая мощность — 1051 Гкал/час.

Схема тепловой станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. Для производства энергии используется природный газ сахалинских месторождений на 10 котлоагрегатах и бурый уголь Павловского разреза на четырех котлоагрегатах. Пар для турбин производится 14 котлоагрегатами Е-210-140, а температура перегретого пара составляет 545°С. Техническое водоснабжение осуществляется прямоточной системой, используя морскую воду из береговой насосной станции. Морская вода используется для охлаждения конденсаторов турбоагрегатов, удаления золы и шлаков.

Электроэнергия выдается в энергосистему через открытое распределительное устройство (ОРУ) 220 кВ и закрытое распределительное устройство (ЗРУ) напряжением 110 кВ по соответствующим линиям электропередачи [44].

ВЛ-220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — Артёмовская ТЭЦ;

КВЛ-220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Зелёный уголь;

ВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Голдобин с отпайками на ПС Загородная и ПС Улисс;

ВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Патрокл;

ВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС А, 2 цепи;

КВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Орлиная с отпайкой на ПС Голубинка;

КВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Залив с отпайкой на ПС Голубинка.

РУ ВН ВТЭЦ 2:

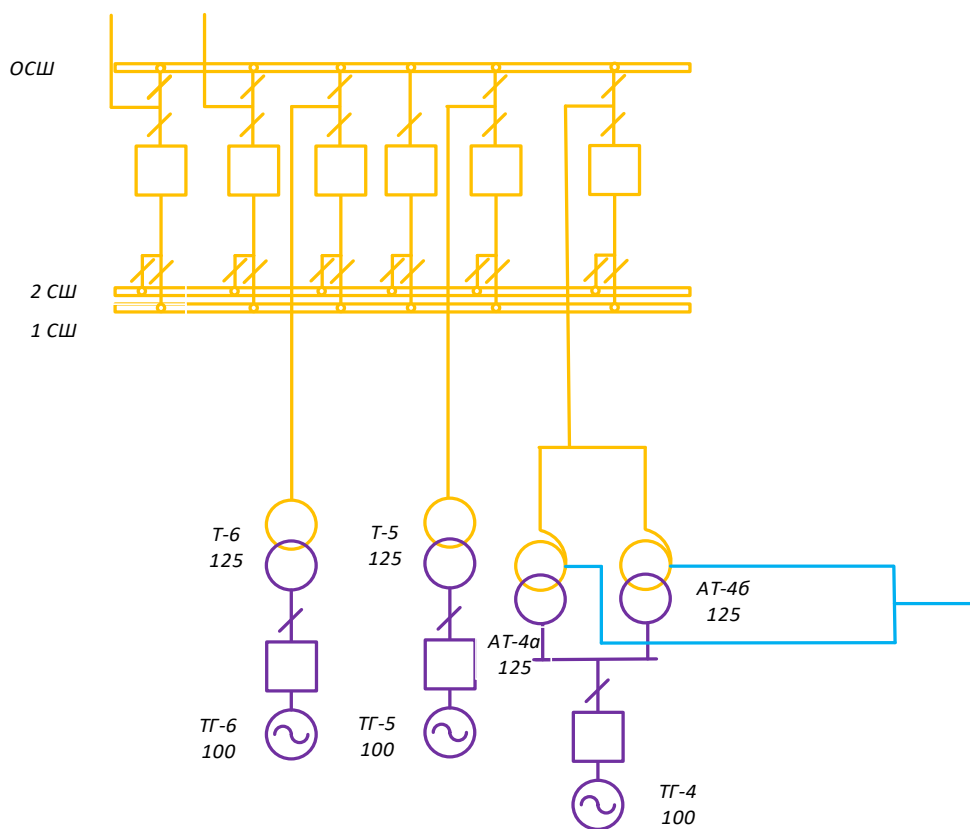


Рисунок 3 – Схема выдачи мощности ВТЭЦ 2 220 кВ

УНОМ: 220 кВ

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

Количество ячеек: 2 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину [44].

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-125000/220/110	2	11	45	28	430	125	625	0,5
ТДЦ-125000/220/15.7	2	11			305	65	625	0,5

Таблица 3 – Генераторы

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



РУ СН ВТЭЦ 2:

$U_{НОМ}$ : 110 кВ

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

Количество ячеек: 6 линейных, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин.

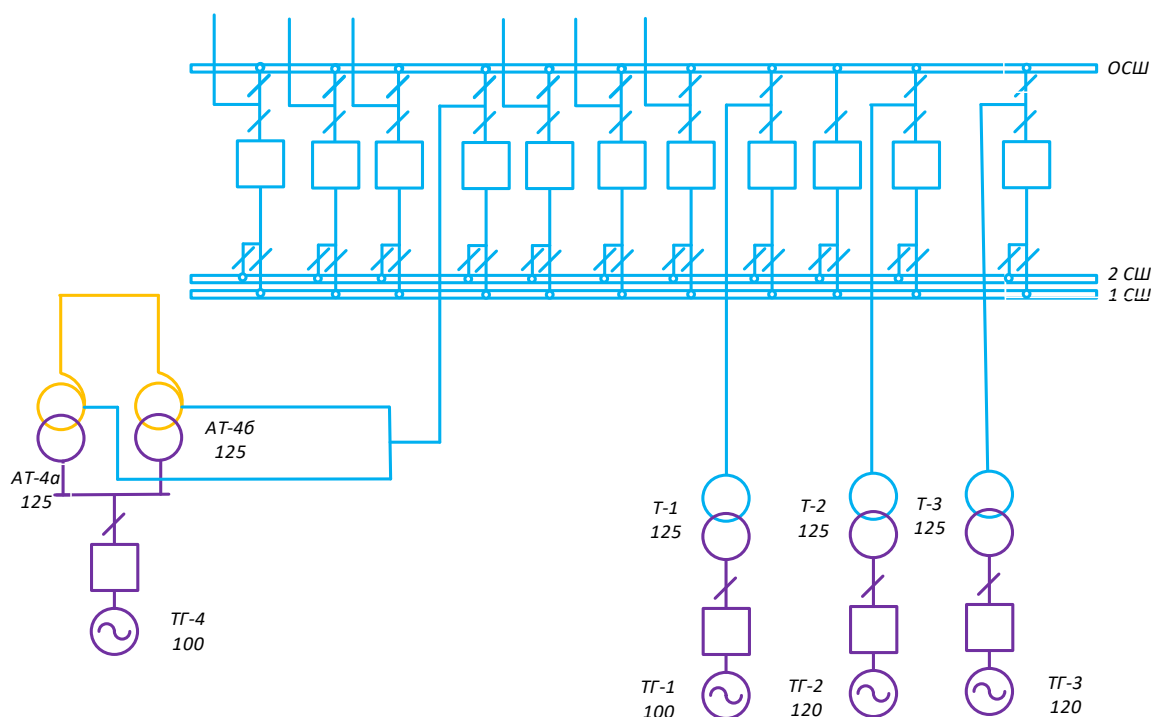


Рисунок 4 – Схема выдачи мощности ВТЭЦ 2 110 кВ

Таблица 4 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_k, \%$			$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$\Delta Q_x,$ кВАр	$I_x, \%$
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН- 125000/220/110	2	11	45	28	430	125	625	0,5
ТЦ-125000/110/15.7	2	13			600	250	1125	0,45

Таблица 5 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ},$ МВт	$U_{НОМ},$ кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-120-2У3	2	120	15.75	1500
ТВФ-100-2У3	2	100	15.75	1500

## **Восточная ТЭЦ**

Восточная ТЭЦ — это электростанция, которая генерирует как электрическую, так и тепловую энергию, используя природный газ сахалинских месторождений в качестве топлива.

Установленная мощность станции составляет 139,5 МВт для электрической энергии и 431,98 Гкал/ч для тепловой энергии. Она оснащена тремя газотурбинными установками LM 6000 PF Sprint от General Electric, тремя котлами-утилизаторами КУВ-46,4-130, тремя пиковыми водогрейными котлами КВ-ГМ-116,3-150 и двумя паровыми котлами ТТ-200. Электроэнергия передается в энергосистему через комплектное распределительное устройство (КРУЭ) с напряжением 110 кВ по соответствующим линиям электропередачи [44].

ВЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС 2Р;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС СИ;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС 1Р;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС Зеленый угол.

РУ ВН Восточной ТЭЦ:

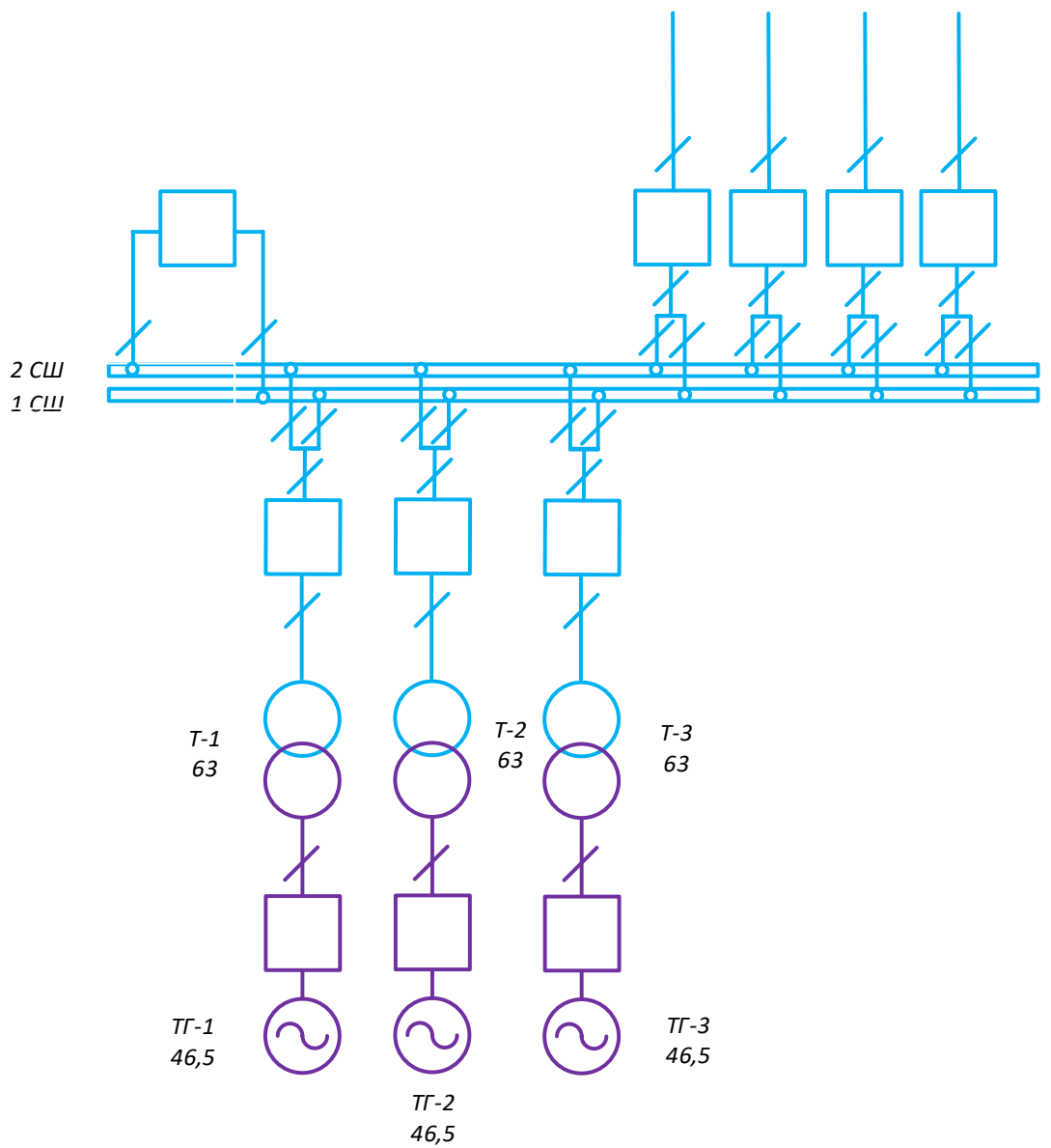


Рисунок 5 – Схема выдачи мощности Восточной ТЭС 110 кВ

УНОМ: 110 кВ

Схема РУ: 13 Две рабочие системы шин.

Количество ячеек: 4 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину [44].

Таблица 6 – 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				
ТДЦ-63000/110/15.7	3	10.5			310	70	480	0,6

Таблица 7 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}$ , МВт	$U_{НОМ}$ , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
LM 6000 PF Sprint	3	46.5	10.5	3000

### Мини-ТЭЦ Океанариум

Акционерное общество "ДВЭУК" владеет газотурбинной тепловой электростанцией "Океанариум" на острове Русский в городе Владивостоке. Эта маленькая теплоэлектроцентраль использует газотурбинную технологию для производства как электроэнергии, так и тепла.

Установленная мощность электростанции составляет 13,2 МВт, а тепловая мощность - 260 Гкал/час. Она работает на природном газе, но в случае аварии может использовать дизельное топливо [44].

Газотурбинное оборудование произведено компанией Kawasaki из Японии, а котлы-утилизаторы - Rosink из Германии. Кроме того, на станции есть два пиковых водогрейных котла, произведенных ООО "Энтророс" в России.

Электроэнергия передается потребителям через распределительное устройство напряжением 10 кВ, а тепловая энергия - по тепломагистрали длиной 3 км. Также на станции есть резервная дизельная электростанция мощностью 0,4 МВт.

#### 1.4.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 8– Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети [44]

Наименование линии	$U_{НОМ}$ , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
ВТЭЦ 2 – Зеленый угол	220	АС – 300/39	4.1	ВЛ
Зеленый угол - Патрокл		АС – 300/39	8.8	ВЛ
Зеленый угол - Русская		АС – 300/39	15.1	ВЛ
Русская - Патрокл		АС – 300/39	6.3	ВЛ

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
ВТЭЦ 2 - Голубинка	110	АС – 240/32	6.3	ВЛ
ВТЭЦ 2 - Голубинка		АС – 240/32	6.3	ВЛ
Голубинка - Орлиная		АС – 240/32	1.11	ВЛ
Орлиная – ВТЭЦ 1		АС – 240/32	1.24	ВЛ
Бурная - Залив		АПвПУ2г 1*630	2.43	КЛ
Бурная - Эгершельд	35	АПвПУ2г 1*240	2.55	КЛ
Бурная - Эгершельд		АПвПУ2г 1*240	2.55	КЛ
Русская - Эгершельд		АС – 150/21	6.4	ВЛ
Эгершельд – Зеленая с отпайкой на КЭТ		АС – 150/21	4.9	ВЛ
Русская – Зеленая с отпайкой на КЭТ		АС – 150/21	1.4	ВЛ
ТЭЦ Центральная - Русская		2*АПВП 400	0.4	КЛ
ТЭЦ Центральная - Русская		2*АПВП 400	0.4	КЛ
ТЭЦ Центральная - Коммунальная с отпайкой на ТЭЦ Океанариум		АС – 120/19	6.9	ВЛ
ТЭЦ Центральная - Коммунальная с отпайкой на ТЭЦ Океанариум		АС – 120/19	6.9	ВЛ

Таблица 9 – Характеристика сечений

U <sub>ном</sub> , кВ	Суммарная протяженность, км
220	34.3
110	17.38
35	32.4

Таблица 10 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U <sub>ном</sub> , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
220	АС - 300	34.3
110	АС - 240	14.95
	АПвПУ2Г 1*630	2.43
35	АС-150	12.7
	АС-120	13.8
	АПвПУ2Г 1*240	5.1
	2*АПВП 400	0.8

### 1.4.3 Структурный анализ ПС

В этом разделе мы определим подстанции в зависимости от метода подключения к сети и типа схемы распределительного устройства. Мы также укажем количество и модели, установленных на них трансформаторов.

Таблица 11 – ПС по схемам РУ и способу присоединения к сети [44]

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
ПС Зеленый угол	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС Потрокл	Проходная	Мостик (5Н)
ПС Голубинка	Проходная	Мостик (5Н)
ПС Орлиная	Проходная	Мостик (5Н)
ПС Залив	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС Эгершельд	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС КЭТ	Отпаечная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Зеленая	Проходная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Коммунальная	Тупиковая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Русская	Узловая	Мостик (5Н)
		Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Бурная	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
		Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)

Таблица 12 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов [44]

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
Зеленый угол	2 x АДЦТН-63000/220/110/10.5
Потрокл	2 x АДЦТН-63000/220/110/10.5
Голубинка	2 x ТДТН-40000/110/35/10
Орлиная	2 x ТДТН-40000/110/35/10
Залив	2 x ТДТН-40000/110/35/10
Эгершельд	2 x ТДН-10000/35/10
КЭТ	3 x ТДН-6300/35/10
Зеленая	2 x ТДН-2500/35/10
Коммунальная	2 x ТДН-6300/35/10
Русская	2 x АДЦТН-63000/220/110/10.5
Бурная	2 x ТДТН-40000/110/35/10

Рассмотренный участок электрической сети имеет сложную структуру, которая включает замкнутые контуры с различными уровнями связи. Проходные и отпаечные подстанции 110 и 35 кВ имеют слабые связи, поскольку они связаны в основном с двумя другими элементами сети. Узловые подстанции, имеющие не менее четырех связных элементов, обладают сильными связями. В рассматриваемом районе находится 11 подстанций, большинство из которых являются двухтрансформаторными. Линии номинального напряжения 220 кВ преобладают, причем наибольшую протяженность имеют линии сечением АС-300.

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

Главной целью данной секции является выявление проблем в режиме работы и определение возможности и необходимости его оптимизации [13].

Для расчета режимов был использован ПВК "RastrWin". Исходными данными служили:

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Приморских электрических сетей, зимний режим 2022 г [44];
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Приморского РДУ 08.06.2022 г [24];
- Схема потокораспределения Приморских электрических сетей за 16.12.2022 г [45].

Согласно рекомендациям по проектированию развития энергосистем (СО 153-34.20.118.-2003), расчет режимов должен быть выполнен следующим образом [13].

При расчете нормальной схемы сети необходимо учесть все высоковольтные линии и трансформаторы. Рекомендуется руководствоваться следующими правилами:

для сетей 110 кВ и выше - использовать замкнутые цепи;

точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

В данной работе максимальные и минимальные мощности нагрузок были определены на основе данных контрольных замеров, проведенных на соответствующих подстанциях в 2022 году, поскольку значения мощностей за этот период являются максимальными. Максимальные нагрузки на подстанции были определены на основе данных зимних контрольных замеров в часы максимальной нагрузки, а минимальные нагрузки были определены на основе данных летних контрольных замеров в часы минимальной нагрузки.

Таблица 13 – Данные контрольных замеров

Название ПС	15.12.22, 18:00		19.06.22, 18:00	
	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар
1	2	3	4	5
Русская	0,0	0,0	0,0	0,0
Бурная	8,6	1,7	7,3	1,5



Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5
Зеленый угол	3,4	17,2	2,9	14,7
Патрокл	2,6	0,9	2,2	0,7
Залив	13,8	2,6	11,7	2,2
Голубинка	22,4	6,9	19,1	5,9
Орлиная	18,1	3,4	15,4	2,9
ВТЭЦ 1	23,3	3,4	19,8	2,9
Эгершельд	13,8	1,7	11,7	1,5
КЭТ	3,0	1,1	2,6	1,0
Зеленая	3,4	0,9	2,9	0,7
ТЭЦ Центральная	3,0	0,5	2,6	0,4
ТЭЦ Океанариум	3,8	1,3	3,2	1,1
Коммунальная	0,9	0,3	0,7	0,3

Для проведения дальнейших расчетов требуется выполнить прогнозирование нагрузок [41].

Для этого используются данные контрольных измерений, связанных с подстанциями, для прогнозирования нагрузок и определения вероятностных характеристик.

Средняя активная и реактивная мощности определяется по формулам [48]:

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

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}}, \quad (2)$$

где  $T$  – период, ч;

$P_i, Q_i$  – активная и реактивная мощность, соответствующая времени  $t_i$  на графике нагрузок, МВт.

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяются по выражениям [48]:

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

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (4)$$

Для выбора оборудования, за исключением силовых трансформаторов и сечений проводов линий, необходимо определить максимальную мощность, которая является средней мощностью в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Для расчета вероятностного максимума можно использовать коэффициент Стьюдента, равный 48.

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

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (6)$$

где  $P_{\max}$ ,  $Q_{\max}$  – максимальная активная и реактивная мощность;

$t_{\beta}$  – коэффициент Стьюдента, равный 1,85.

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [20].

Под минимальной мощностью понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для вычисления  $P_{\min}$  аналогична вычислению максимальной мощности [48].

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = P_{cp} \cdot k_{\min}, \quad (7)$$

$$Q_{\min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = Q_{cp} \cdot k_{\min} \quad (8)$$

Таблица 14 – Значения вероятностно–статистических характеристик для каждой ПС

Подстанция	$P_{max}$ , МВт	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{min}$ , МВт	$Q_{max}$ , Мвар	$Q_{cp}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{min}$ , Мвар
Русская	0	0,00	0,00	0,0	0	0,00	0,00	0,0
Бурная	10	8,00	9,36	8,5	2	1,60	1,87	1,7
Зеленый угол	4	3,20	3,74	3,4	20	16,00	18,72	17,0
Патрокл	3	2,40	2,81	2,6	1	0,80	0,94	0,9
Залив	16	12,80	14,98	13,6	3	2,40	2,81	2,6
Голубинка	26	20,80	24,34	22,1	8	6,40	7,49	6,8
Орлиная	21	16,80	19,66	17,9	4	3,20	3,74	3,4
ВТЭЦ 1	27	21,60	25,27	23,0	4	3,20	3,74	3,4
Эгершельд	16	12,80	14,98	13,6	2	1,60	1,87	1,7
КЭТ	3,5	2,80	3,28	3,0	1,3	1,04	1,22	1,1
Зеленая	4	3,20	3,74	3,4	1	0,80	0,94	0,9
ТЭЦ Центральная	3,5	2,80	3,28	3,0	0,6	0,48	0,56	0,5
ТЭЦ Океанариум	4,4	3,52	4,12	3,7	1,5	1,20	1,40	1,3
Коммунальная	1	0,80	0,94	0,9	0,4	0,32	0,37	0,3

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

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (9)$$

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

$\varepsilon$  – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2022-2026 гг.;

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Бурная.

$$P_{\text{Бурная}}^{\text{прог}} = 8.57 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 11.6 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{Бурная}}^{\text{прог}} = 1.71 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 2.3 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

Таблица 15 – Прогнозируемые мощности для ПС

Название ПС	Зима 2027г.		Лето 2027г.	
	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар
Русская	0	0	0,0	0,0
Бурная	10	2	8,5	1,7
Зеленый угол	4	20	3,4	17,0
Патрокл	3	1	2,6	0,9
Залив	16	3	13,6	2,6
Голубинка	26	8	22,1	6,8
Орлиная	21	4	17,9	3,4
ВТЭЦ 1	27	4	23,0	3,4
Эгершельд	16	2	13,6	1,7
КЭТ	3,5	1,3	3,0	1,1
Зеленая	4	1	3,4	0,9
ТЭЦ Центральная	3,5	0,6	3,0	0,5
ТЭЦ Океанариум	4,4	1,5	3,7	1,3
Коммунальная	1	0,4	0,9	0,3

В процессе электрического расчета происходит распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей 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 [48].

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

Для моделирования участка действующей электрической сети используется ПВК RastrWin 3, где линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П-образную схему замещения. Трансформаторы и автотрансформаторы задаются параметрами, соответствующими Г-образной схеме замещения, а также имеется возможность задания устройств регулирования напряжения [48].

Расчет режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок приведен в приложении В.

Проводится анализ режимов существующей сети, в том числе нормального режима, когда все элементы сети включены и находятся в работе.

В таблице 16 представлена токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий.

Таблица 16 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
1	2	3	4
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	351,69	610	58,01
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	351,69	610	58,01
ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	153,37	300	51,29
ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	153,37	300	51,29
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	291,14	610	47,74
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	255,27	610	41,86
ПС КЭТ - ПС Русская 35 кВ	139,35	354	39,36
ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная 110 кВ	157,96	530	30,17

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
ПС Орлиная 110 кВ - ВТЭЦ 1	163,36	610	26,79
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	153,21	610	25,12
ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	49,79	289	17,49
ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	49,79	289	17,49
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	94,87	610	15,55
ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	81,44	545	14,96
ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	81,44	545	14,96
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	90,63	610	14,86
ПС КЭТ - ПС Зеленая	36,96	300	12,47
ПС КЭТ - ПС Зеленая	36,30	300	12,24
ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	46,63	610	7,64
ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	9,02	289	3,35
ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	9,02	289	3,35
ПС Эгершельд - ПС Русская 35 кВ	0,00	300	1,14
ПС Эгершельд - ПС КЭТ	0,00	300	0,66

Все ВЛ в нормальном режиме загружены оптимально. В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 2.66 МВт, что составляет 2.2 % от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе.

Таблица 17 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Напряжения по данным КЗ, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	238,00	237	8,18
ВТЭЦ 2 Н1	220	225,43	224	2,47
ВТЭЦ 2 Н2	220	225,43	224	2,47
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	112,75	114	2,50
ВТЭЦ 2 15 кВ	15,75	15,90	15,7	0,95
ТГ 1	15,75	15,90	15,7	0,95
ТГ 2	16	15,90	15,7	-0,62
ТГ 3	16	15,90	15,7	-0,62
ТГ 5	16	16,10	15,7	0,63
ТГ 6	16	16,10	15,7	0,63
Русская 220 кВ	220	238,37	236	8,35
Русская Н1	220	237,24	236	7,84
Русская Н2	220	237,24	235	7,84
Русская 110 кВ	110	118,62	117	7,84
Русская 35 кВ	35	37,41	36	6,88
Бурная 110 кВ	110	111,81	113	1,65
Бурная Н1	110	110,91	114	0,83

1	2	3	4	5
Бурная Н2	110	110,91	113	0,83
Бурная 35 кВ	35	35,25	36	0,71
Бурная 10 кВ	10,5	10,51	10,6	0,10
Зеленый угол 220 кВ	220	238,23	239	8,28
Патрокл 220 кВ	220	238,35	239	8,34
Залив 110 кВ	110	111,86	112	1,69
Голубинка 110 кВ	110	112,07	110	1,88
Орлиная 110 кВ	110	111,94	110	1,76
ВТЭЦ 1	110	111,85	114	1,68
Эгершельд	35	35,09	36	0,26
КЭТ	35	37,28	37	6,51
Зеленая	35	37,25	37	6,42
ТЭЦ Центральная	35	37,40	37	6,87
ТЭЦ Океанариум	35	37,24	38	6,41
Коммунальная	35	37,21	38	6,33

В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах.

На рисунке 6 представлена схема нормального режима сети.

Чтобы убедиться в соответствии рекомендуемой схемы требованиям надежности электроснабжения, необходимо провести расчеты послеаварийных режимов. В таких расчетах следует учитывать следующие исходные условия: для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного из наиболее нагруженных элементов энергосистемы (энергоблока, автотрансформатора связи шин на электростанции или элемента сети) в период максимальных нагрузок [13].

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - Голубинка;
- отключен один из трансформаторов ВТЭЦ-2.

Из проведенных расчетов видно, что напряжение находится в пределах допустимых значений, но токи по линии ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - Голубинка превышают длительно допустимые значения на 15%. Чтобы устранить это превышение, был произведен перенос нагрузки ПС Эгершельд на ПС Русская. В результате длительно допустимая токовая нагрузка была устранена и параметры режима были введены в допустимые значения. Рекомендуется

построить еще одну ЛЭП 110 кВ ВТЭЦ-2 - Голубинка, так как переток по линии в послеаварийном режиме близок к длительно допустимому току по ЛЭП. Таблица 18 представляет максимально загруженные линии.

Таблица 18 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении ЛЭП

Название	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ВТЭЦ 2 - Голубинка	604,87	610	99,55
Эгершельд - Русская	288,44	300	96,15
Голубинка - Орлиная	289,77	610	47,52
КЭТ - Русская	132,47	354	37,42
ВТЭЦ 2 - Зеленый угол	173,82	610	28,50
Орлиная - ВТЭЦ 1	162,57	610	26,66
Голубинка - Залив	156,85	610	25,72
ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	48,75	289	17,13
ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	48,75	289	17,13
Зеленый угол - Русская	101,27	610	16,60
Зеленый угол - Патрокл	97,10	610	15,92
Русская - ТЭЦ Центральная	79,17	545	14,54
Русская - ТЭЦ Центральная	79,17	545	14,54
КЭТ - Зеленая	36,68	300	12,39
КЭТ - Зеленая	36,02	300	12,16
Залив - Бурная	60,18	530	11,72
Патрокл - Русская	56,09	610	9,20
ТЭЦ Океанариум - Коммунальная	8,81	289	3,28
ТЭЦ Океанариум - Коммунальная	8,81	289	3,28
Бурная - Эгершельд	0,00	300	1,59
Бурная - Эгершельд	0,00	300	1,59
Эгершельд - КЭТ	0,00	300	0,67
ВТЭЦ 2 - Голубинка	0,00	610	0,00



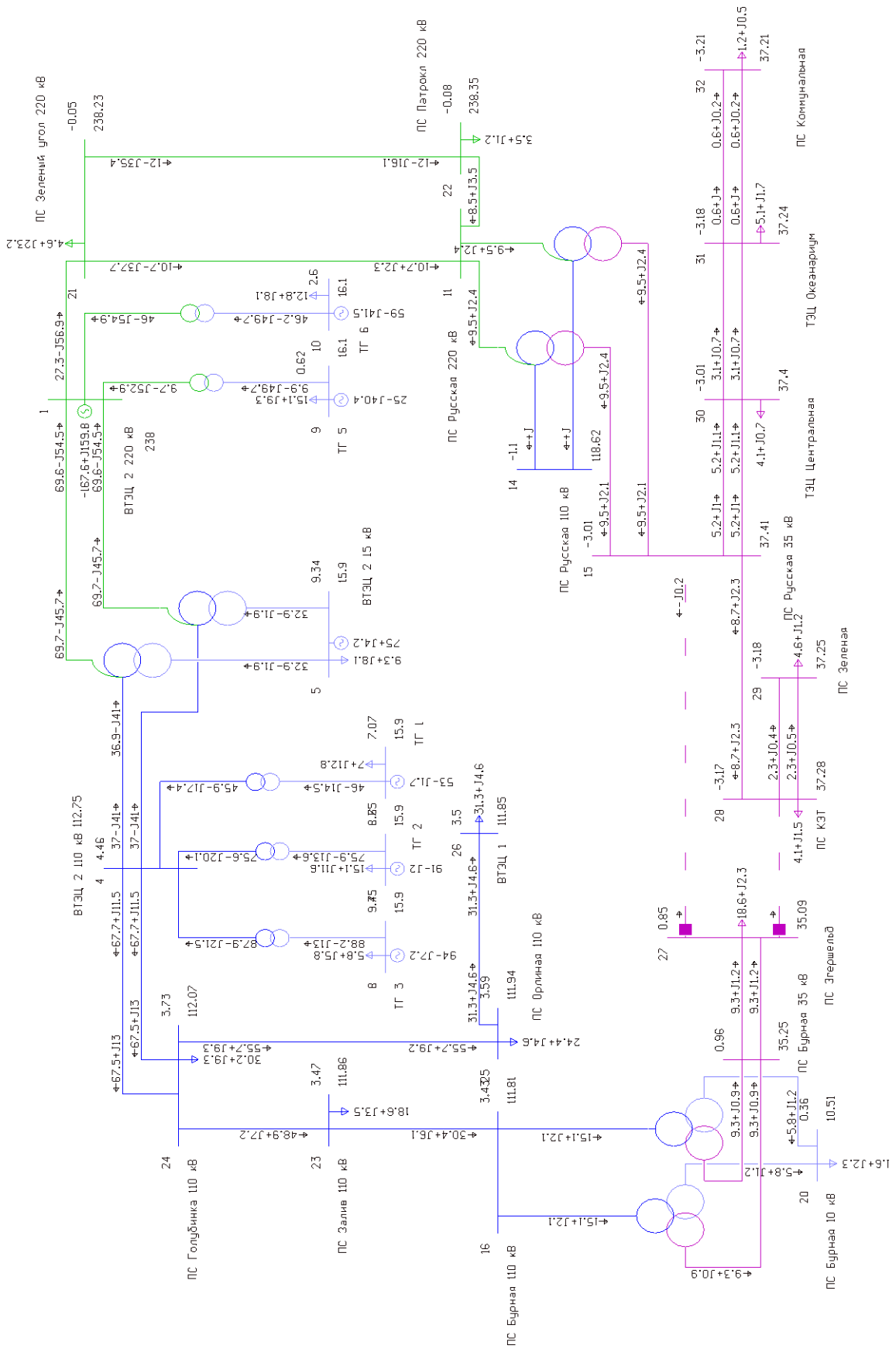


Рисунок 6 - Схема нормальной режима сети

Таблица 19 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении ЛЭП

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ВТЭЦ 2	220	245,00	11,36
ВТЭЦ 2 Н1	220	227,54	3,43
ВТЭЦ 2 Н2	220	227,54	3,43
ВТЭЦ 2	110	113,82	3,47
ВТЭЦ 2	15,75	15,90	0,95
ТГ 1	15,75	15,90	0,95
ТГ 2	16	15,90	-0,62
ТГ 3	16	15,90	-0,62
ТГ 5	16	16,46	2,90
ТГ 6	16	16,48	3,02
Русская 220 кВ	220	245,29	11,50
Русская Н1	220	243,31	10,60
Русская Н2	220	243,31	10,60
Русская 110 кВ	110	121,66	10,60
Русская 35 кВ	35	38,18	9,09
Бурная 110 кВ	110	112,46	2,24
Бурная Н1	110	112,02	1,83
Бурная Н2	110	112,02	1,83
Бурная 35 кВ	35	35,62	1,78
Бурная 10 кВ	10,5	10,62	1,10
Зеленый угол	220	245,20	11,45
Патрокл	220	245,30	11,50
Залив	110	112,48	2,25
Голубинка	110	112,60	2,37
Орлиная	110	112,47	2,25
ВТЭЦ 1	110	112,39	2,17
Эгершельд	35	37,31	6,59
КЭТ	35	38,06	8,75
Зеленая	35	38,03	8,66
ТЭЦ Центральная	35	38,18	9,08
ТЭЦ Океанариум	35	38,02	8,64
Коммунальная	35	37,99	8,56

Таблица 20 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении ТР

Название	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ВТЭЦ 2 - Голубинка	356,28	610	58,76
ВТЭЦ 2 - Голубинка	356,28	610	58,76
Бурная - Эгершельд	155,42	300	51,97
Бурная - Эгершельд	155,42	300	51,97
Голубинка - Орлиная	294,88	610	48,35
Голубинка - Залив	258,62	610	42,41
КЭТ - Русская	139,37	354	39,37
Залив - Бурная	160,08	530	30,57
Орлиная - ВТЭЦ 1	165,47	610	27,14
ВТЭЦ 2 - Зеленый угол	153,05	610	25,09
ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	49,80	289	17,50
ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	49,80	289	17,50
Зеленый угол - Русская	94,78	610	15,54
Русская - ТЭЦ Центральная	81,47	545	14,97
Русская - ТЭЦ Центральная	81,47	545	14,97
Зеленый угол - Патрокл	90,55	610	14,84
КЭТ - Зеленая	36,97	300	12,47
КЭТ - Зеленая	36,30	300	12,24
Патрокл - Русская	46,55	610	7,63
ТЭЦ Океанариум - Коммунальная	9,02	289	3,35
ТЭЦ Океанариум - Коммунальная	9,02	289	3,35
Эгершельд - Русская	0,00	300	1,14
Эгершельд - КЭТ	0,00	300	0,66

Таблица 21 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении ТР

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	238,00	8,18
ВТЭЦ 2 Н1	220	222,53	1,15
ВТЭЦ 2 Н2	220	0,00	0,00
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	111,35	1,22
ВТЭЦ 2 15 кВ	15,75	15,90	0,95
ТГ 1	15,75	15,90	0,95
ТГ 2	16	15,90	-0,62
ТГ 3	16	15,90	-0,62
ТГ 5	16	16,10	0,63
ТГ 6	16	16,10	0,63
Русская 220 кВ	220	238,37	8,35
Русская Н1	220	237,22	7,83
Русская Н2	220	237,22	7,83

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4
Русская 110 кВ	110	118,61	7,83
Русская 35 кВ	35	37,40	6,87
Бурная 110 кВ	110	110,39	0,35
Бурная Н1	110	109,47	-0,48
Бурная Н2	110	109,47	-0,48
Бурная 35 кВ	35	34,79	-0,60
Бурная 10 кВ	10,5	10,37	-1,21
Зеленый угол	220	238,23	8,28
Патрокл	220	238,35	8,34
Залив	110	110,44	0,40
Голубинка	110	110,65	0,59
Орлиная	110	110,51	0,47
ВТЭЦ 1	110	110,43	0,39
Эгершельд	35	34,63	-1,05
КЭТ	35	37,28	6,51
Зеленая	35	37,25	6,41
ТЭЦ Центральная	35	37,40	6,86
ТЭЦ Океанариум	35	37,24	6,40
Коммунальная	35	37,21	6,32

Данные по потерям сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	2.66
Отключена ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - Голубинка	3.49
Отключен один из трансформаторов ВТЭЦ-2	2.93

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

Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 6 и 7.

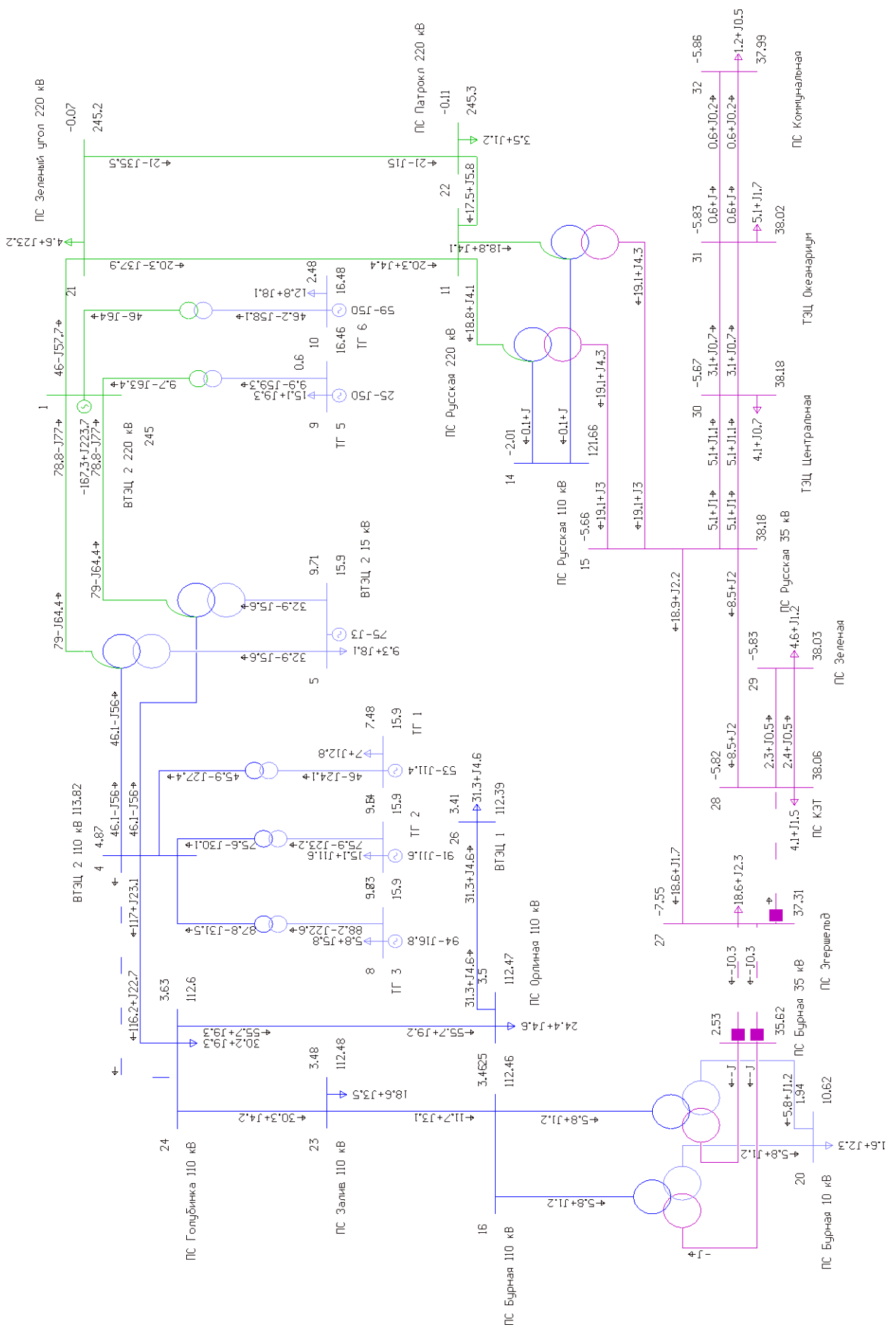


Рисунок 7 - отключена ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - Голубинка

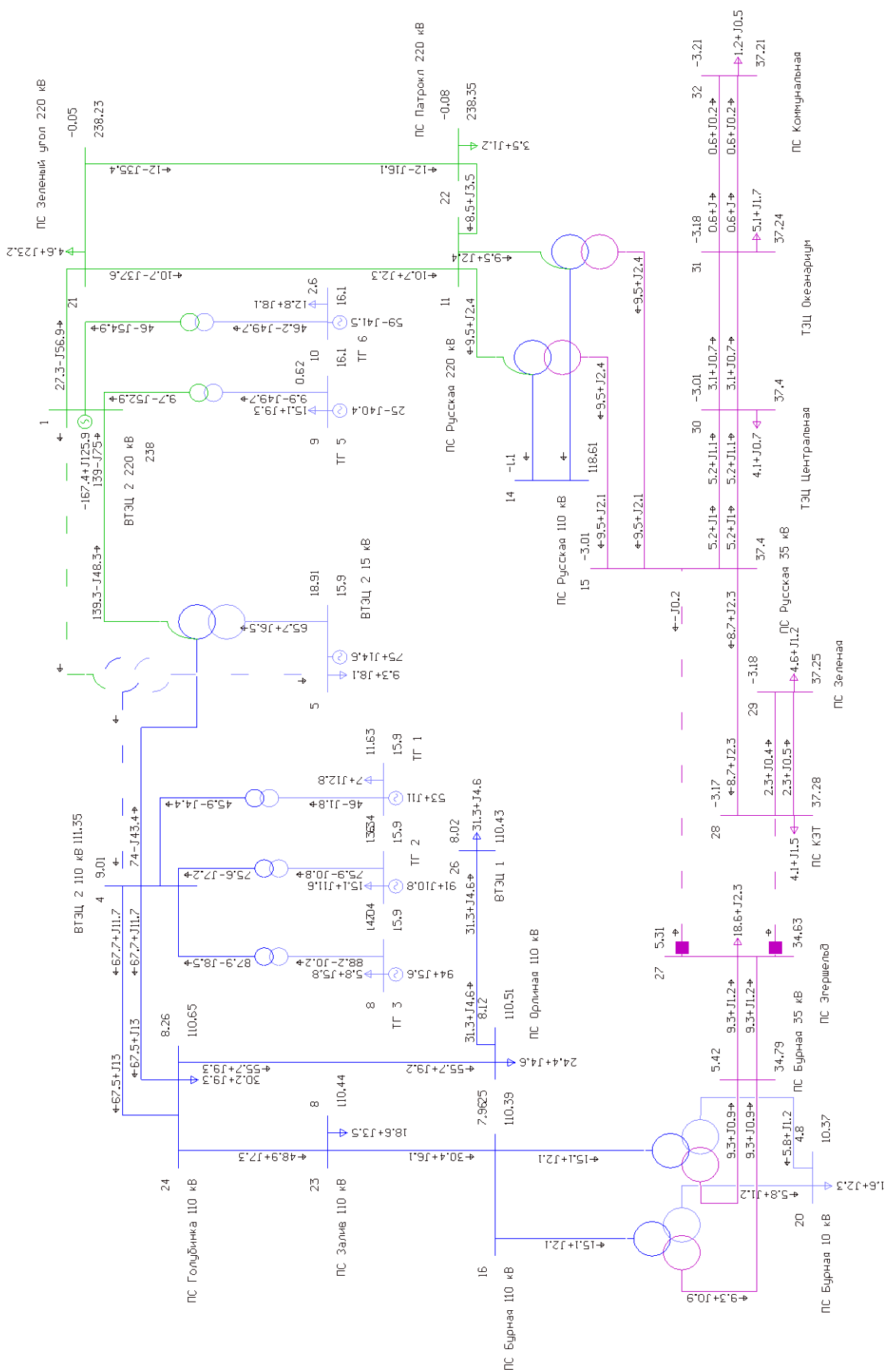


Рисунок 8 - отключен один из трансформаторов ВТЭЦ-2

## 1.6 Выводы

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбрано четыре станции, три подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ, четыре подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ, четыре подстанции с высшим классом напряжения 35 кВ.

Экономическая характеристика Приморского края показала перспективность рассматриваемого района в части развития электроэнергетики.

К особенностям электроэнергетической системы Приморского края можно отнести отсутствие возможности работать в транзите ПС Русская и ПС Бурная по сети 35 кВ из-за разных групп соединения обмоток трансформаторов. Наличие потребителей, имеющих децентрализованное электроснабжение и питаемых от ДЭС. В дальнейшей работе планируется подключение часть потребителей, получающих электроснабжение децентрализованно в Приморском крае подключить к единой энергетической системе.

После расчета существующего режима никаких проблем с параметрами режима не наблюдается. Существует резерв на загрузку для подключения новых потребителей.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИМЕНЯЕМОГО НА ПОДСТАНЦИЯХ

Целью магистерской диссертации является подключение новой нагрузки к подстанциям на островах Русский и Попова. Ожидается, что после проведения мероприятий по подключению, надежность электроснабжения в Приморском крае увеличится, а количество потребителей, использующих ДЭС, снизится. Для достижения этих целей необходимо использовать современное оборудование. В данном разделе будут рассмотрены инновационные технологии, необходимые для обновления подстанции [13].

### **2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций и подключения потребителей**

В настоящее время при проектировании сетей, участков сети и схем выдачи мощности необходимо использовать новейшие инновационные технологии, чтобы обеспечить бесперебойное и надежное электроснабжение потребителей. В данном контексте были рассмотрены технологии, которые используются при проектировании подстанций.

#### 2.1.1 Применение ВИЭ для подключения нагрузки

В России имеется большой потенциал для использования возобновляемых источников энергии, однако их использование в настоящее время остается недостаточным. Для каждого случая подключения потребителей можно разработать несколько вариантов с использованием различных ВИЭ, таких как мини и микроГЭС при расположении потребителей рядом с реками, ветростанции при обилии ветров, геотермальные станции при наличии геотермальных источников и солнечные станции для большинства случаев. Однако, проблема обеспечения мелких удаленных и малонаселенных поселений надежным и качественным электроснабжением остается актуальной в социальном, техническом и экономическом аспектах. Централизованное электроснабжение или создание децентрализованных зон



могут быть использованы для обеспечения электроэнергией таких потребителей. Однако, техническая выполнимость электроснабжения через строительство ЛЭП зависит от установленной мощности объекта электроснабжения и расстояния до ближайшего пункта присоединения к централизованной электрической сети. Для электрообеспечения малонаселенных и удаленных поселений наиболее распространенным источником электроэнергии являются ДЭС, но их использование приводит к значительному росту цен на электроэнергию из-за дороговизны топлива для этих станций. В то же время, многие регионы обладают значительным энергетическим потенциалом возобновляемых источников энергии, использование которых является крайне актуальным [43].



Рисунок 9 - Распределение скоростей ветра на территории России

На рисунке 9 мы можем увидеть, что Приморский край обладает высоким потенциалом для использования ветрогенераторов, так как скорость ветра там превышает 5 м/с. Серия ветрогенераторов HW2-1000kW является надежной и высококачественной машиной, изготовленной из качественных материалов. Она имеет несколько контуров защиты и возможность активного управления параметрами работы удаленно. Основное назначение этой серии -

экономия потребления электроэнергии из центральной сети (для параллельной работы с внешней сетью) [43].

Генерация электроэнергии возможна при любом ветре, даже при штормовой скорости ветра, ротор продолжает вращаться и вырабатывать электроэнергию для нужд потребителя. Благодаря бесщеточному генератору на постоянных неодимовых магнитах (NdFeBo), эффективность ветрогенераторов очень высокая. Они имеют круто возрастающую энергетическую характеристику, что дает значительное увеличение выработки даже при небольшом повышении скорости ветра. Ветрогенераторы аэродинамически разработаны для поддержания устойчивого потока ветра и стабильной выработки электроэнергии [43].

Ротор начинает вращаться даже при низких скоростях ветра, что максимизирует выработку электроэнергии даже при слабом ветре. Ветрогенератор 1000 кВт работает круглосуточно, в отличие от солнечных панелей. Он является отличным вложением при среднегодовой скорости ветра более 6 м/с. Отличительной особенностью серии ветрогенераторов HW2-1000kW является продуманная и надежная система безопасности и защита [4].

Производство ветрогенератора серии HW2-1000kW обеспечивает высокое качество и надежность благодаря использованию современного оборудования, строгому контролю процессов и материалов. Ветрогенератор может использоваться в различных областях, включая ветро-солнечные электростанции, сельское хозяйство, фермы и промышленные предприятия. Конструкция включает самую низкую стартовую скорость ветра, плавное регулирование оборотов ротора при торможении, 100% защиту при штормовых ветрах, бесшумную работу, надежность и долговечность. Ветрогенератор имеет высокий КПД, использует качественные комплектующие и материалы, обладает высокой коррозионной стойкостью и имеет два гидравлических шпиндельных тормоза и автоматическую систему смазки. Генератор включает бесщеточный 3-х фазный с прямым приводом, высокоэффективные неодимовые магниты и низкий крутящий момент,

позволяющий начать выработку электроэнергии при скорости ветра от 2,5 м/с. Ротор включает лопасти с регулируемым углом атаки, без коробки передач, низкими ударными нагрузками, тремя лопастями из композитного материала и компьютерным моделированием аэродинамического профиля лопастей. Эксплуатация ветроэлектростанции не требует контроля оператора, а защита включает два гидравлических шпиндельных тормоза, механическую систему регулирования угла атаки лопастей без электроники, активное управление поворотом гондолы и выводом ротора из-под ветра, механическую блокировку ротора для технического обслуживания, защиту при отключении центральной сети и потере питания, а также источник бесперебойного питания в гондоле. Механическое регулирование шагом лопастей и интеллектуальная система управления поворотом лопастей обеспечивают большую выходную мощность при низкой скорости ветра и стабильную выходную мощность при высокой скорости ветра, защищая ветрогенератор при высокой скорости ветра, превышении частоты вращения и других неисправностей [4].

Активная система контроля ориентации ветрогенератора позволяет ему автоматически следить за направлением ветра и отклоняться от него при необходимости, что обеспечивает защиту ветрогенератора в случае неисправностей, таких как отказ системы регулирования поворота лопастей. Для остановки ветрогенератора в аварийных ситуациях используются два гидравлических шпиндельных тормоза, которые могут действовать даже при отказе других систем. Балластная нагрузка контролирует пиковое напряжение и обеспечивает более стабильную выходную мощность при порывах и высокой скорости ветра. В случае отключения электросети или других проблем, ветрогенератор может включить гидравлический тормоз для защиты.

Ветрогенератор мощностью 1000 кВт использует двойную систему безопасности, что позволяет ему продолжать работу при повреждении одного из гидравлических тормозов или источников бесперебойного питания. Генератор на постоянных магнитах с прямым приводом без коробки передач обеспечивает высокую надежность и эффективность, требуя меньшего

обслуживания, чем генераторы с мультипликатором. Оптимизированная конструкция с прямым приводом исключает традиционные переходные фланцы и сварочные детали, делая ветрогенератор более безопасным и надежным [4].

Ветрогенератор имеет увеличенный ротор и высокую выходную мощность. Его диаметр ротора составляет 24,5 метра, что превышает стандартный размер для ветрогенераторов мощностью 100 кВт. При скорости ветра 10 м/с выходная мощность достигает 1000 кВт и обеспечивает большую выходную мощность при низких скоростях ветра. Годовая выработка составляет 448 407 кВт\*ч при среднегодовой скорости ветра 8 м/с [4].

Ступица и гондола изготовлены из литых деталей, соответствующих стандарту IEC 61400-2. Они изготавливаются из стали марки EN-GJS-400-LT, которая используется в промышленных ветрогенераторах мощностью МВт. Конструкция может работать в широком диапазоне температур и имеет срок службы более 20 лет, что является более надежным, чем сварная ступица и гондола [4].

В гондоле установлена система автоматической смазки, которая обеспечивает автоматическое смазывание подшипников устройства ориентации по ветру, подшипников управления шагом лопастей и других подшипников. Обслуживающий персонал может получить доступ к гондоле изнутри башни. Это позволяет снизить стоимость обслуживания.

Промышленный ветрогенератор мощностью 1000 кВт оснащен программируемым логическим контроллером (ПЛК) с сенсорным экраном, позволяющим контролировать все эксплуатационные параметры, такие как скорость ветра и выходная мощность, а также изменять уставки параметров защиты, например, скорость ветра, напряжение, ток и число оборотов. Благодаря беспроводному или проводному Интернету, вы можете удаленно контролировать работу ветрогенератора из любого места, будь то дом, офис или аэропорт [4].

Использование ветрогенераторов имеет множество преимуществ, таких как экологически чистая и бесплатная электроэнергия на 15-20 лет, независимость от внешних источников электроснабжения, возможность работы круглосуточно при наличии ветра, отсутствие ограничений по продолжительности непрерывной работы, возможность совместной работы с другими источниками генерации электроэнергии, бесшумность работы, возможность использования излишков энергии для нагрева воды или в системе отопления, а также существенное сокращение выброса парниковых газов и загрязняющих атмосферу веществ. Более того, ветрогенераторы имеют высокий КПД, так как для получения электроэнергии не требуется дополнительных затрат [4].

#### 2.1.2 Возможность применения КРУЭ при проектировании распределительных устройств

КРУЭ - комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией, которые были изобретены в конце 60-х годов прошлого века и быстро завоевали популярность в развитых странах благодаря своей компактности и техническим характеристикам. Их использование позволяет решать проблему дефицита земельных участков, что является важным фактором при выборе электрических установок. Подстанции КРУЭ занимают примерно 10-20% от площади, необходимой для ОРУ, если учитывать коммутационную аппаратуру. Большая экономия достигается за счет использования кабельных соединений и коротких кабельных каналов. КРУЭ может быть установлено как в городских районах, так и в районах с высокой плотностью населения. Они также могут быть установлены рядом с турбинами и генераторами ГЭС, что позволяет экономить на кабельной сети и шинопроводах. Монтаж КРУЭ рядом с повышающими трансформаторами повышает надежность всей электрической станции и обеспечивает устойчивость к климатическим факторам и сейсмическому воздействию. КРУЭ сыграли значительную роль в оптимизации планирования подстанций, проектировании и техническом обслуживании [8].

КРУЭ — это устройство, которое может быть установлено на различные напряжения, включая 800 кВ, и может быть построено в различных конструкциях, которые соответствуют техническим и экологическим требованиям. Согласно информации от компании "Сименс", которая специализируется на электротехнике, электронике и энергетическом оборудовании, для одного открытого распределительного устройства (ОРУ) напряжением 500 кВ требуется 30000 квадратных метров. Однако, если использовать КРУЭ, то можно значительно сократить необходимую площадь до 920 квадратных метров, что примерно в 30 раз меньше [8].

Конструкция КРУЭ не подвержена влиянию климатических условий, таких как низкие температуры, солевые отложения, промышленные испарения, осадки и песочные бури. Металлическая оболочка КРУЭ делает РУ устойчивым к воздействию окружающей среды, а малая площадь уменьшает стоимость строительства даже в условиях скального грунта и вечной мерзлоты. Внедрение КРУЭ обусловлено экономическими параметрами, хотя расходы на установку КРУЭ изначально выше, чем на установку обычного оборудования. Однако, использование КРУЭ может снизить вторичные расходы, что может привести к снижению общей стоимости. КРУЭ имеет преимущества перед другими установками, такие как безопасность для эксплуатационного персонала, сейсмостойкость, простота монтажа, низкие эксплуатационные расходы, разнообразие компоновочных решений, высокая скорость подготовки площади обслуживания и низкий уровень шума.

Компактность и герметичность КРУЭ позволяют обеспечить высокую безопасность для персонала и защиту от животных, а также скрыть подстанцию от взгляда общественности, что важно в городской застройке. Однако, недостатками КРУЭ являются высокая стоимость и ответственные требования к монтажу, хотя в эксплуатации и ремонте она нуждается значительно меньше, чем ОРУ, и не требует большой площади для размещения, что может сэкономить на стоимости земельного участка [8].

Существуют два типа КРУЭ: внутренней и наружной установки. КРУЭ внутренней установки может использоваться в городских районах, прибрежных зонах, на высоте над уровнем моря и в стратегически важных местах. КРУЭ наружной установки используется за пределами помещений и может использоваться в больших городах, где не хватает места, в подземных подстанциях, на промышленных предприятиях, в морских районах и в районах, где есть вечная мерзлота. КРУЭ состоит из выключателей, разъединителей, заземлителей, сборных шин, трансформаторов тока и напряжения, которые находятся в алюминиевых защитных блоках (кожухах), заполненных элегазом. Большинство производителей предпочитают давление на уровне 0,6-0,7 Мпа, что соответствует температуре перехода элегаза в жидкое состояние примерно при 30 градусах ниже нуля.

КРУЭ — это распределительное устройство, состоящее из основного технологического оборудования подстанции, такого как выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом. Блоки КРУЭ соединяются газоплотными фланцами, а электрические соединения - втычными контактами. КРУЭ имеет номинальные параметры, такие как напряжение, число фаз, уровень изоляции, частота, рабочие токи и степень защиты. КРУЭ обладает множеством превосходных характеристик, включая безопасность, высокую надежность, компактность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. Разработка КРУЭ трехфазного герметичного исполнения позволила создать более компактные и экономически выгодные подстанции [8].

При выборе типа распределительного устройства важными факторами являются готовность к монтажу и стоимость земли. Подстанция с компактным распределительным устройством (КРУЭ) занимает меньшую площадь (5-10%) по сравнению с открытым распределительным устройством (ОРУ), что позволяет размещать ее в густонаселенных районах, гористых местностях и даже в жилых домах. Кроме того, все детали КРУЭ, находящиеся под

напряжением, заключены в заземленный кожух для обеспечения безопасности персонала. КРУЭ также защищен от влияний внешней среды, что обеспечивает высокую надежность его работы. КРУЭ соответствует экологическим требованиям и эстетически гармонирует с окружающей обстановкой. КРУЭ состоит из стандартных модулей, что обеспечивает легкий монтаж и высокое качество сборки. Количество труб и клапанов изолированной системы стандартных модулей минимально, что гарантирует высокую герметичность и газонепроницаемость.

Использование пружинотормозного привода выключателя, произведенного СЭШ, в КРУЭ обеспечивает высокую надежность, упрощенный монтаж и меньшее количество комплектующих, а также предотвращает нагрев газа [8].

Конструкция КРУЭ обеспечивает легкий доступ к электротехническим компонентам, что позволяет проверять и менять контакты выключателя без демонтажа. Для удовлетворения различных потребностей клиентов был разработан новый тип КРУЭ серии 110 кВ с одинарным расцепителем и пружинотормозным приводом, что обеспечивает более надежную работу технических элементов при проектировании линейных схем [8].

## **2.2 Выводы**

Исходя из вышеперечисленного, для проектирования подключения нагрузки на острове Попова рекомендуется следующие инновационные технологии ВИЭ.

Для подключаемой нагрузки будет необходимо строительство новой ПС 1 на острове Русский для ПС 1 рекомендуется применение КРУЭ компании СЭШ, производимое в РФ поскольку новая ПС будет располагаться в Приморском крае на острове Русский.



### 3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИМОРСКОГО КРАЯ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ НОВОЙ НАГРУЗКИ

Этот раздел посвящен разработке плана развития электрической сети Приморского края путем добавления новых нагрузок в существующую схему. Согласно "Схеме и программе развития электроэнергетики Приморского края на период 2022-2026 годов", планируется подключение 20 МВт нагрузки на острове Русский путем строительства ПС 1 и острове Попова в размере 5 МВт для подключения этой нагрузки будет построена ПС 2. В настоящее время нагрузка на острове Попова находится в районе с децентрализованным электроснабжением и получает питание от ДЭС [43].

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

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети в связи с подключением новых нагрузок, и их обоснование.

**Вариант 1.** Предусматривает подключение мощности 20 МВт от ПС Русская сетью 110 кВ, а нагрузку 5 МВт на острове Попова с помощью ВЛ 35 кВ от ПС КЭТ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 1 мощностью 20 МВт;
- строительство ПС 2 мощностью 5 МВт;
- строительство 2-х линейных ячеек 110 кВ на ПС Русская;
- строительство двух линейных ячеек 35 кВ на ПС КЭТ;
- строительство 2-х ВЛ 110 кВ от ПС Русская до нагрузки 20 МВт;
- строительство двух ВЛ 35 кВ от ПС КЭТ до нагрузки 5 МВт.

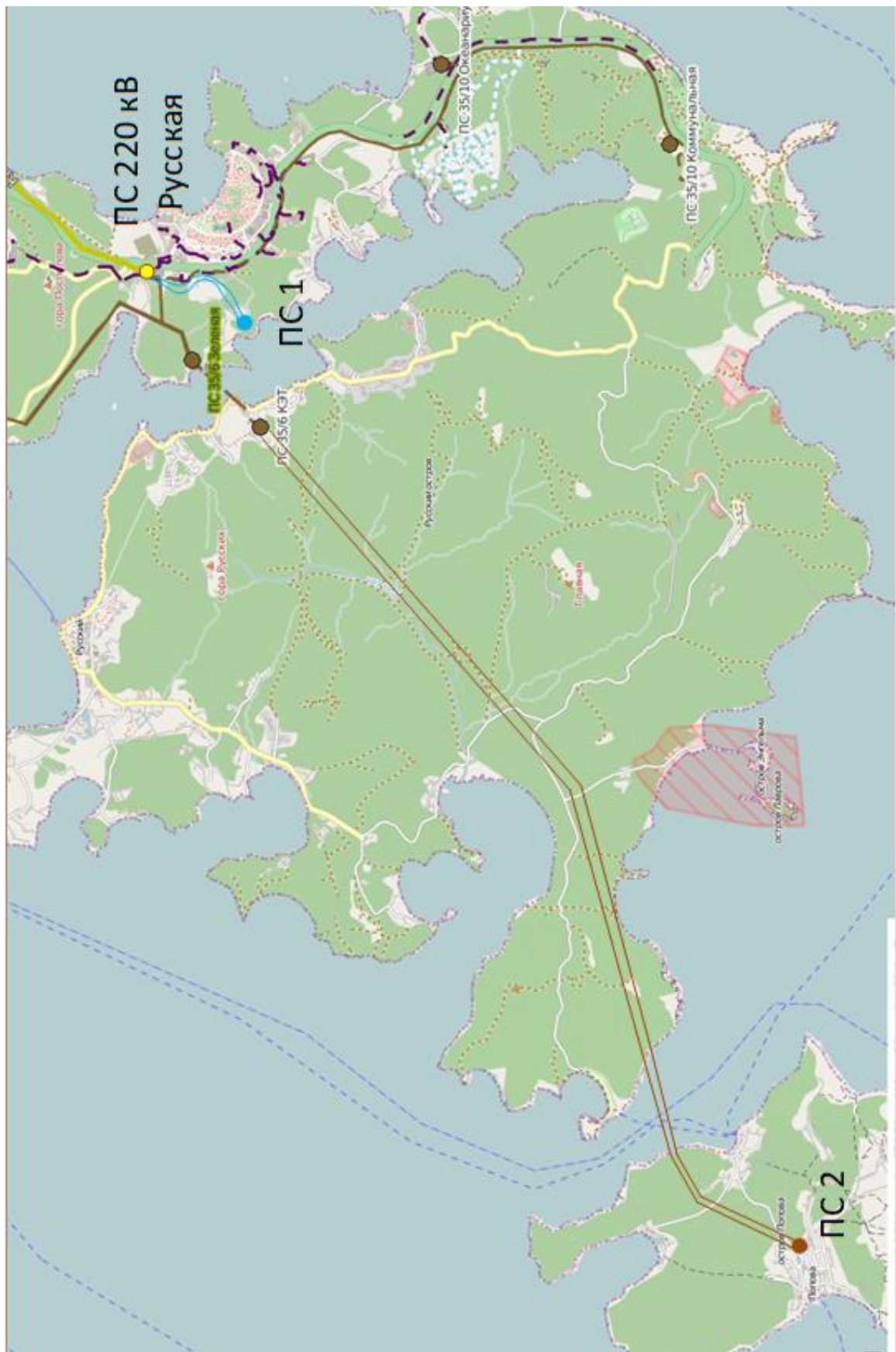


Рисунок 10 - Вариант подключения 1 на карте схеме

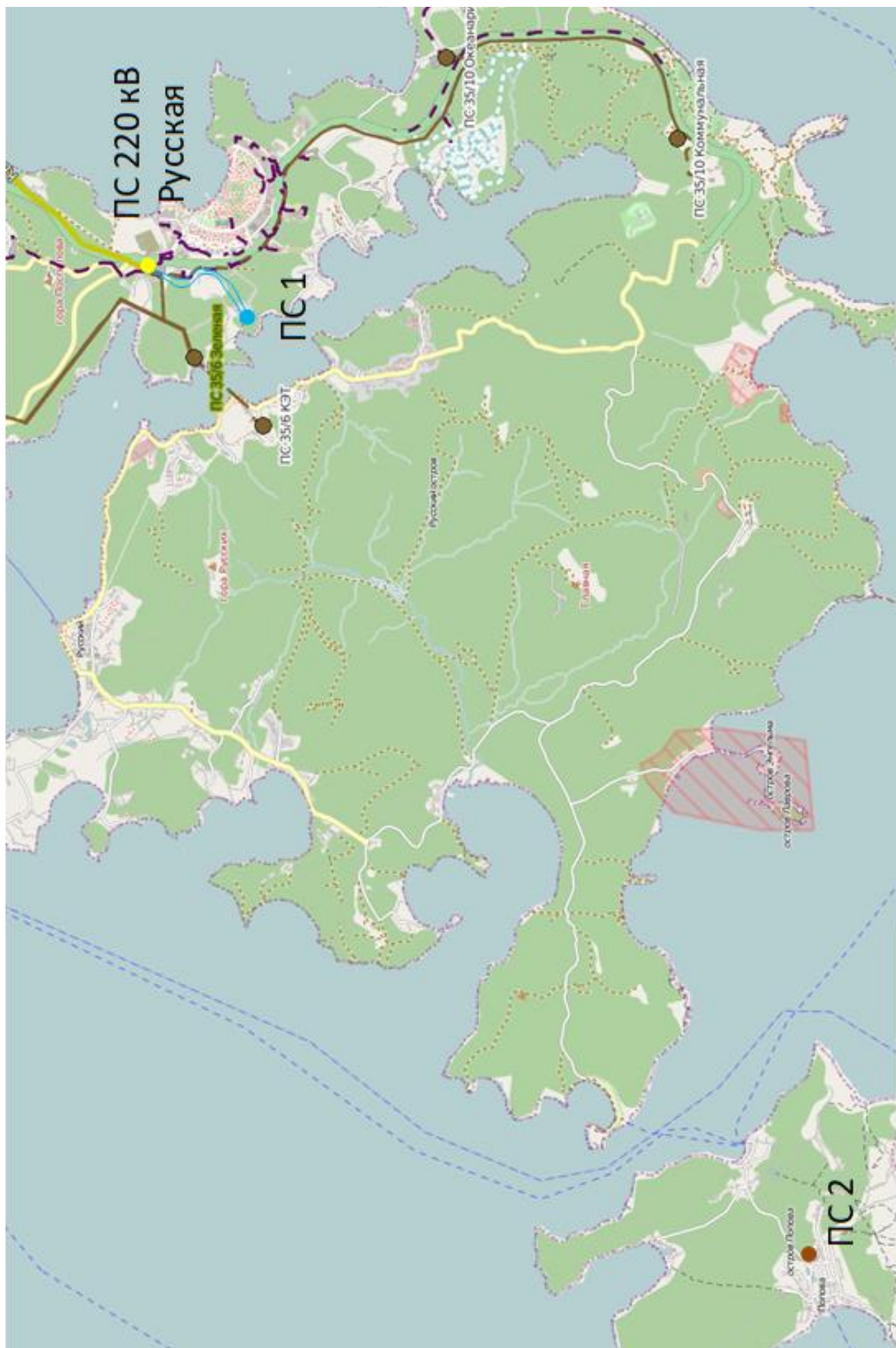


Рисунок 11 - Вариант подключения 2 на карте схеме

**Вариант 2.** Предусматривает подключение мощности 20 МВт от ПС Русская сетью 35 кВ и нагрузку 5 МВт на острове Попова с помощью ВИЭ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 1 мощностью 20 МВт;
- строительство 2-х линейных ячеек 110 кВ на ПС Русская;
- строительство 2-х ВЛ 110 кВ от ПС Русская до нагрузки 20 МВт;
- строительство ВИЭ на острове Русский мощностью 5 МВт и использование ДЭС в качестве резервного источника питания.

Для электроснабжения новой нагрузки разработано 2 варианта развития электрических сетей Приморского края.

### **3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети**

Основной целью данного раздела является обоснование технической состоятельности выбранных вариантов, определение необходимого оборудования и проверка возможности функционирования различных режимов электросети.

3.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении мощности 20 МВт от ПС Русская сетью 110 кВ, а нагрузку 5 МВт на острове Попова с помощью ВЛ 35 кВ от ПС КЭТ.

Для подключения ПС 1 к уже существующим сетям 110 кВ требуется построить две линии электропередачи: Русская - ПС 1 протяженностью 2 км и КЭТ – ПС 2 протяженностью 22 км. Мощность силовых трансформаторов определяется на основе средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции зависит от категории надежности потребителей: если они относятся к 1 или 2 категории, то на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителей полной мощностью. Для выбора трансформатора необходимо рассчитать его расчетную мощность в МВА [49].

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (10)$$

где  $n$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_3$  – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

$P_{cpi}$  – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{нескi}$  – некомпенсированная мощность в зимний период.

$$S_{p\text{ ПС }1} = \frac{\sqrt{20^2 + 5^2}}{2 \cdot 0,7} = 14,72 \text{ МВА.}$$

Выбираем трансформаторы ТДН – 16000/110.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы [49].

$$K_3^{\text{ном}} = \frac{\sqrt{P_{cp(\text{зима})}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{TR\text{ном}}}, \quad (11)$$

Для трансформаторов на подстанциях необходимо проверять значение номинального коэффициента загрузки в послеаварийном режиме, чтобы оно не превышало интервал от 0,5 до 0,75 [49].

$$K_{з.ав} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_3^2}}{(n-1) \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (12)$$

где  $n$  – количество трансформаторов;

$S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность одного трансформатора, МВА.

В таблице 23 приведены значения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме

Таблица 23 – Выбор силовых трансформаторов [52]

Название ПС	$S_{тр.расч.}$ , МВА	Тип трансформатора	$S_{тр.}$ , МВА	$P_{ср.}$ , МВт	$K_{з.н.}$	$K_{п.а.}$
ПС 1	14.72	ГДН -16000/110/10	16	20	0,64	1.28
ПС 2	3.64	ГМН -4000/35/10	4	5	0,63	1.26

Оптимальный коэффициент загрузки в нормальном режиме работы ( $0,5 \leq K_{зр} \leq 0,75$ ); в послеаварийном режиме ( $1 \leq K_{з.на} \leq 1,5$ ). Вывод – выбираем данные трансформаторы для установки на ПС.

Для ПС 1 выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): «Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий (4Н)» [34].

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9) [34].

Для ПС Попова выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (35 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9) [34].

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9) [34].

Для подключения ПС 1 будет использоваться провод марки АС-120, а для подключения ПС Попова - провод марки АС-70 [52]. Для перехода через пролив Старка будет использоваться подводный кабель марки 2XS(FL)2YRAA сечением 50 мм от фирмы Nexans длиной 0,5 км [10]. Расчеты нормального и послеаварийного режимов показали, что уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах, а большинство линий являются недогруженными. Отклонение напряжения в узлах также находится в допустимых пределах. При отключении одной из линий отклонений по

напряжению не наблюдается, а линии все также являются недогруженными.

Более подробный расчет приведен в приложении Г.

Таблица 24 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
КЭТ - Русская 35 кВ	226	354	64
ВТЭЦ 2 - Голубинка	352	610	58
ВТЭЦ 2 - Голубинка	352	610	58
Бурная - Эгершельд	153	300	51,3
Бурная - Эгершельд	153	300	51,3
Голубинка - Орлиная	291	610	47,7
Голубинка - Залив	255	610	41,9
Залив - Бурная	158	530	30,2
КЭТ – ПС 2	42	210	20,2

Таблица 25 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
КЭТ - Русская	232	354	65,5
ВТЭЦ 2 - Голубинка	352	610	58
ВТЭЦ 2 - Голубинка	352	610	58
Бурная - Эгершельд	153	300	51,3
Бурная - Эгершельд	153	300	51,3
Голубинка - Орлиная	291	610	47,7
КЭТ – ПС 2	90	210	42,8
Голубинка - Залив	255	610	41,9
Залив - Бурная	158	530	30,2
ВТЭЦ 2 - Зеленый угол	172	610	28,1
ПС 1 - Русская	104	380	27,3

Таблица 26 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
Бурная - Эгершельд	276	300	92,4
Бурная - Эгершельд	276	300	92,4
Эгершельд - КЭТ	243	300	81,2
ВТЭЦ 2 - Голубинка	391	610	64,5
ВТЭЦ 2 - Голубинка	391	610	64,5
Голубинка - Залив	333	610	54,6
КЭТ - ПС 2	46	210	21,7

Таблица 27 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС 1 110 кВ	110	117,32	6,65
ПС 1 10 кВ	10	10,78	2,68
ПС 2 35 кВ	35	35,5	1,44
ПС 2 10 кВ	10	10,49	-0,14

Таблица 28 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС 1 110 кВ	110	117,31	6,65
ПС 1 10 кВ	10	10,76	2,49
ПС 2 кВ	35	34,13	-2,5
ПС 2 10 кВ	10	10,45	-0,49

Таблица 29 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС 1 110 кВ	110	118,04	7,3
ПС 1 10 кВ	10	10,85	3,31
ПС 2 35 кВ	35	33,08	-5,5
ПС 2 10 кВ	10	10,47	-0,25



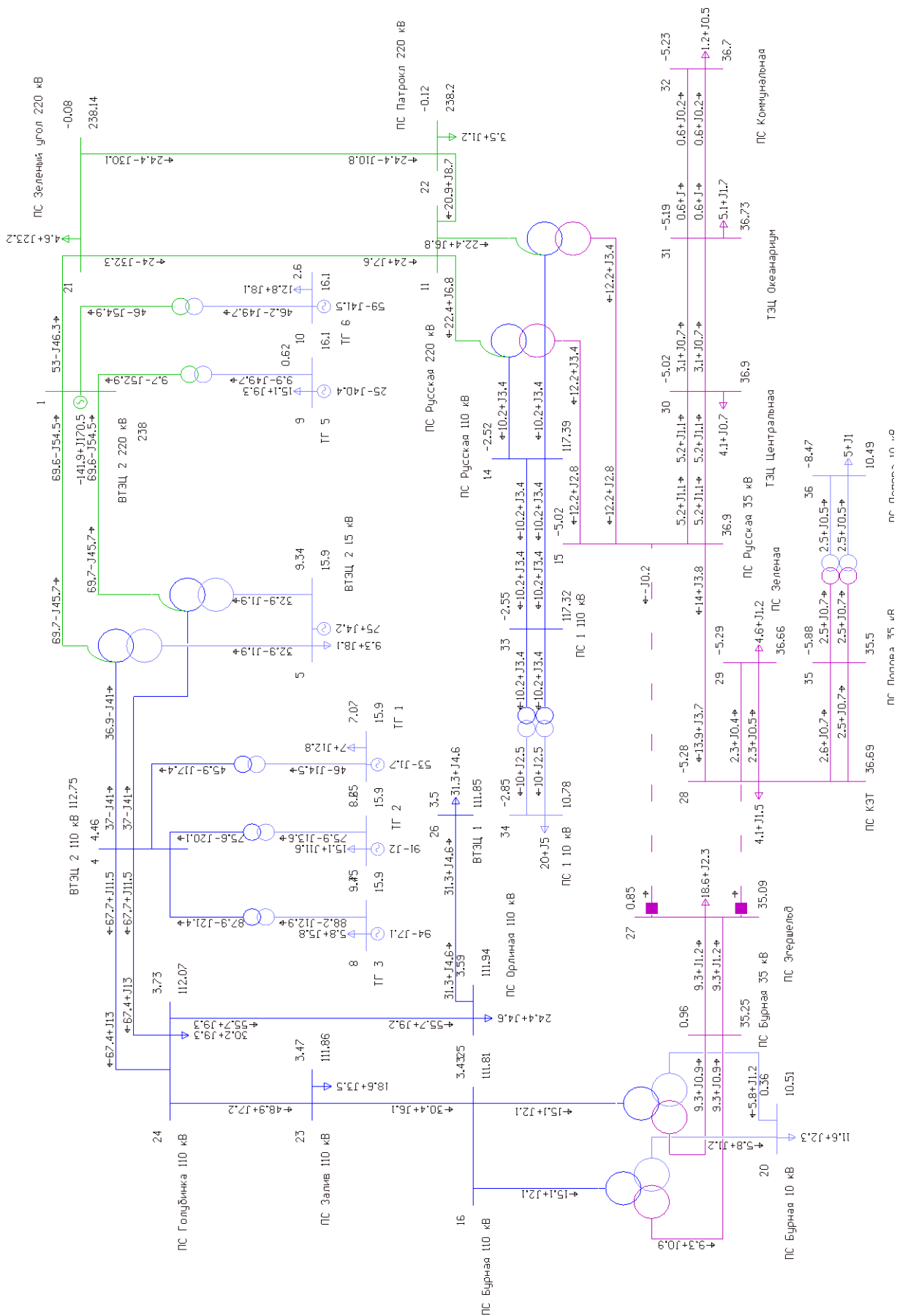


Рисунок 12 - Вариант 1 схема нормального режима

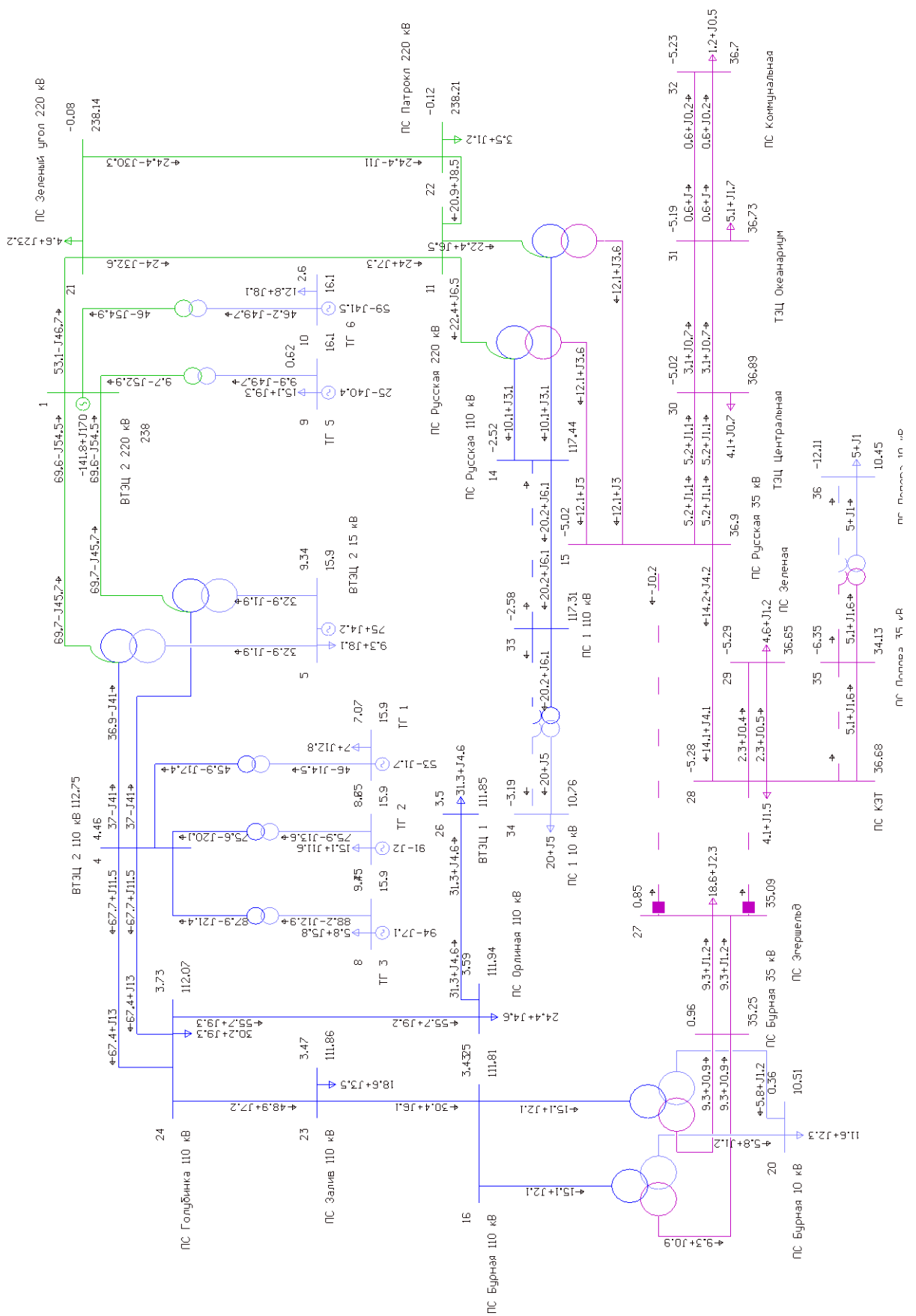


Рисунок 13 - Вариант 1 схема послеаварийного режима отключение одной питающей линии и одного трансформатора на ПС 1 и ПС Попова

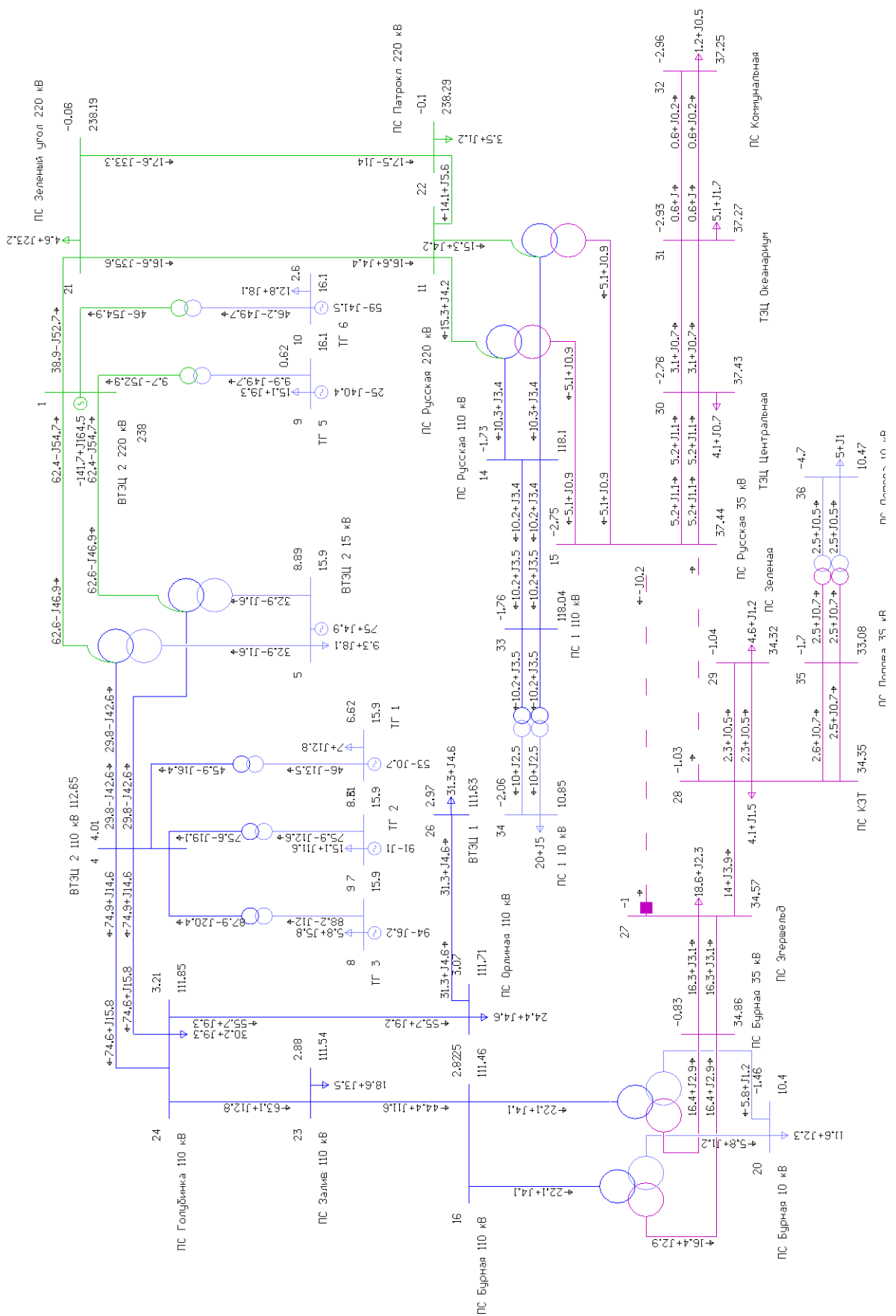


Рисунок 14 - Вариант 1 схема послеаварийного режима при питании PS КЭТ, PS Зеленая и PS Попова от PS Бурная

3.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении мощности 20 МВт от ПС Русская сетью 110 кВ и нагрузку 5 МВт на острове Попова с помощью ВИЭ.

Для подключения ПС 1 к уже существующим электрическим сетям необходимо построить две ВЛ 110 кВ Русская - ПС 1 протяженностью 2 км. Учитывая установленную электрическую мощность нагрузки на ПС 1, предусмотрено установить два трансформатора марки ТДН-16000/110/10.5. Для обеспечения подключения ПС используются провода марки АС-120, а расчеты приведены в приложении Б. При подключении нагрузки на острове Попова мощностью 5 МВт планируется использовать возобновляемые источники энергии в виде ветрогенераторов мощностью 1500 кВт HW2-1500kW, а также существующие ДЭС в качестве резервного источника энергии [4]. Для ПС 1 выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)» [34].

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9) [34].

Были произведены расчеты нормального и аварийного режимов для данного варианта развития. Результаты расчетов показали, что уровни напряжения в сети находятся в пределах допустимых значений, а при анализе токовой загрузки ЛЭП было установлено, что ток по линиям не превышает допустимых значений в течение продолжительного времени. В таблицах представлены узлы, чьи значения максимально отклоняются от номинальных значений, а также максимально загруженные ЛЭП.

Таблица 30 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС 1 110 кВ	110	117,6	6,91
ПС 1 10 кВ	10	10,81	2,92

Таблица 31 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	352	610	58
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	352	610	58
ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	153	300	51,3
ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	153	300	51,3
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	291	610	47,7
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	255	610	41,9
ПС КЭТ - ПС Русская 35 кВ	140	354	39,7
ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная 110 кВ	158	530	30,2
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	166	610	27,2

Таблица 32 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС 1 110 кВ	110	117,58	6,89
ПС 1 10 кВ	10	10,79	2,72

Таблица 33 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимы ток, А	Загрузка, %
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	352	610	58
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	352	610	58
ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	153	300	51,3
ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	153	300	51,3
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	291	610	47,7
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	255	610	41,9
ПС КЭТ - ПС Русская 35 кВ	141	354	39,7
ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная 110 кВ	158	530	30,2

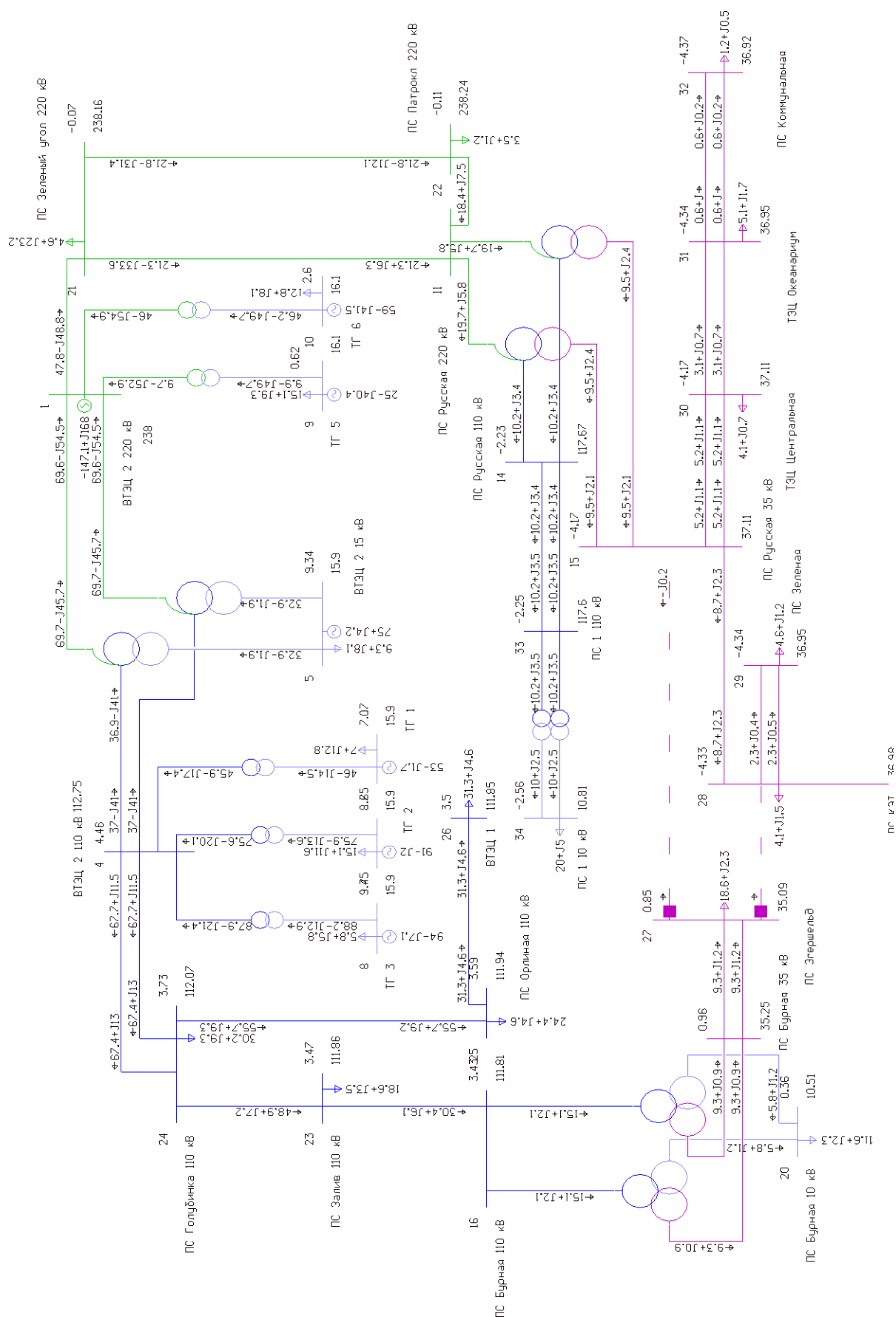


Рисунок 15 - Вариант 2 нормальный режим

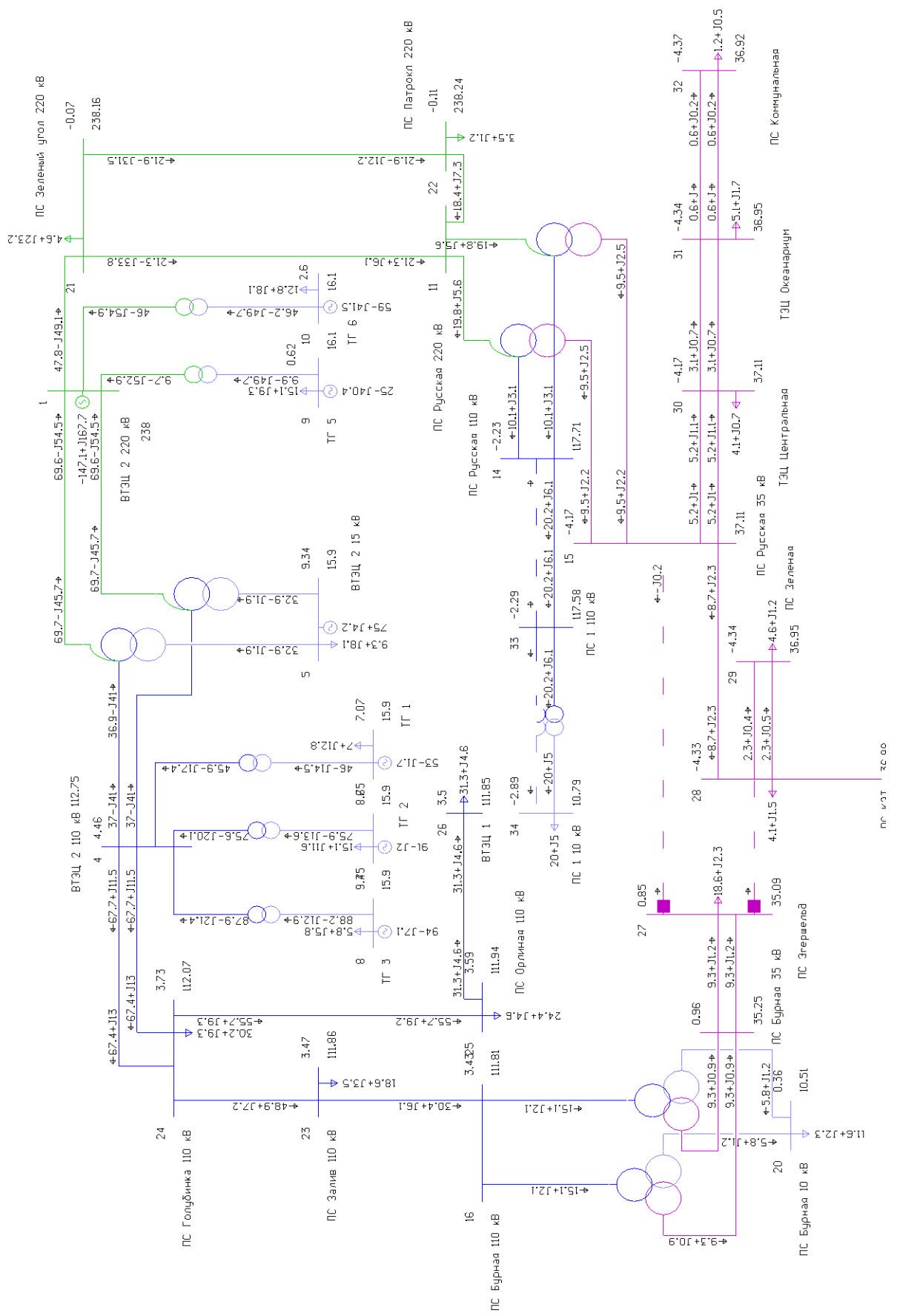


Рисунок 16 - Вариант 2 послеаварийный режим при отключении одной питающей линии и одного трансформатора на ПС 1

Исходя из проделанных расчетов вариантов в данном разделе можно сделать вывод что реализация предложенных вариантов позволяет подключить новых потребителей в Приморском крае. Из двух рассмотренных вариантов для дальнейшего выбора наилучшего варианта произведем технико-экономическое обоснование вариантов 1 и 2.

### **3.3 Расчет токов короткого замыкания**

Этот раздел посвящен расчету токов короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС 1. Расчет токов КЗ необходим для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики.

При расчетах токов КЗ используются следующие допущения: пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов, не учитывают емкостную проводимость линий, считают, что трехфазная система является симметричной, а влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно [16].

Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи [16].

Кроме того, принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса короткого замыкания. Расчет ТКЗ производится в программе RastrWin3 [22].

Для этого необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение [22].

Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации [22].

Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы) [22].



Таблица 34 – Узлы/Несим/ИД

Тип	№ узла	Название	Уном
у	1	ВТЭЦ 2 220 кВ	220
зак	2	ВТЭЦ 2 Н1	220
зак	3	ВТЭЦ 2 Н2	220
у	4	ВТЭЦ 2 110 кВ	110
у	5	ВТЭЦ 2 15 кВ	15,75
у	6	ТГ 1	15,75
у	7	ТГ 2	16
у	8	ТГ 3	16
у	9	ТГ 5	16
у	10	ТГ 6	16
у	11	Русская 220 кВ	220
зак	12	Русская Н1	220
зак	13	Русская Н2	220
у	14	Русская 110 кВ	110
у	15	Русская 35 кВ	35
у	16	Бурная 110 кВ	110
зак	17	Бурная Н1	110
зак	18	Бурная Н2	110
у	19	Бурная 35 кВ	35
у	20	Бурная 10 кВ	10,5
у	21	Зеленый угол 220 кВ	220
у	22	Патрокл 220 кВ	220
у	23	Залив 110 кВ	110
у	24	Голубинка 110 кВ	110
у	25	Орлиная 110 кВ	110
у	26	ВТЭЦ 1	110
у	27	Эгершельд	35
у	28	КЭТ	35
у	29	Зеленая	35
у	30	ТЭЦ Центральная	35
у	31	ТЭЦ Океанариум	35
у	32	Коммунальная	35
у	33	ПС 1 110 кВ	110
у	34	ПС 1 10 кВ	10,5
у	35	ПС 2 35 кВ	35
у	36	ПС 2 10 кВ	10,5

Таблица 35 – Ветви/Несим/ИД

Название	X	X0	Кт/г
1	2	3	4
ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н1	59,2	59,2	1
ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0	0	0,5
ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 15 кВ	131	131	0,071
ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н2	59,2	59,2	1
ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0	0	0,5
ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 10 кВ	0	0	0,5

1	2	3	4
ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 15 кВ	131	131	0,071
ПС Русская 220 кВ - ПС Русская Н1	104	104	1
ПС Русская Н1 - ПС Русская 110 кВ	0	0	0,5
ПС Русская Н1 - ПС Русская 35 кВ	195,6	195,6	0,159
ПС Русская 220 кВ - ПС Русская Н2	104	104	1
ПС Русская Н2 - ПС Русская 110 кВ	0	0	0,5
ПС Русская Н2 - ПС Русская 35 кВ	195,6	195,6	0,159
ПС Бурная 110 кВ - ПС Бурная Н1	35,5	35,5	1
ПС Бурная Н1 - ПС Бурная 35 кВ	0	0	0,318
ПС Бурная Н1 - ПС Бурная 10 кВ	22,3	22,3	0,095
ПС Бурная 110 кВ - ПС Бурная Н2	35,5	35,5	1
ПС Бурная Н2 - ПС Бурная 35 кВ	0	0	0,318
ПС Бурная Н2 - ПС Бурная 10 кВ	22,3	22,3	0,095
ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 1	12,3	12,3	0,143
ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 2	12,3	12,3	0,143
ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 3	12,3	12,3	0,143
ВТЭЦ 2 220 кВ - ТГ 5	51,5	51,5	0,071
ВТЭЦ 2 220 кВ - ТГ 6	51,5	51,5	0,071
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	1,18	3,54	0
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	1,38	4,14	0
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	2,57	7,71	0
ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	1,38	4,14	0
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	2,51	7,53	0
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	2,51	7,53	0
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	1,18	3,54	0
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	0,56	1,68	0
ПС Орлиная 110 кВ - ВТЭЦ 1	0,69	2,07	0
ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная 110 кВ	0,31	0,93	0
ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	0,32	0,96	0
ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	0,32	0,96	0
ПС Эгершельд - ПС Русская 35 кВ	3,66	10,98	0
ПС Эгершельд - ПС КЭТ	0,18	0,54	0
ПС КЭТ - ПС Зеленая	0,18	0,54	0
ПС КЭТ - ПС Русская 35 кВ	0,56	1,68	0
ПС КЭТ - ПС Зеленая	0,18	0,54	0
ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	0,03	0,09	0
ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	0,03	0,09	0
ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	1,68	5,04	0
ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	1,68	5,04	0
ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	1,68	5,04	0

1	2	3	4
ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	1,68	5,04	0
ПС 1 110 кВ - ПС Русская 110 кВ	0,854	2,562	0
ПС 1 110 кВ - ПС Русская 110 кВ	0,854	2,562	0
ПС КЭТ - ПС Попова 35 кВ	9,1	27,3	0
ПС КЭТ - ПС Попова 35 кВ	9,1	27,3	0
ПС 1 110 кВ - ПС 1 10 кВ	7,4	7,4	0,092056364
ПС 1 110 кВ - ПС 1 10 кВ	7,4	7,4	0,092056364
ПС Попова 35 кВ - ПС Попова 10 кВ	23	23	0,3
ПС Попова 35 кВ - ПС Попова 10 кВ	23	23	0,3

Таблица 36 – Токи к.з. ПС 1

Тип КЗ	П 1	Ток прямой последовательности кА	Ток прямой обратной кА	Ток прямой нулевой кА
3ф	ВН ПС 1	4,498	0,000	0,000
2ф	ВН ПС 1	2,249	-2,249	0,000
1ф	ВН ПС 1	2,152	2,152	2,152
1ф1ф	ВН ПС 1	4,154	-0,345	-3,809
3ф	НН ПС 1	38,720	0,000	0,000
2ф	НН ПС 1	19,360	-19,360	0,000
1ф	НН ПС 1	16,995	16,995	16,995
1ф1ф	НН ПС 1	31,793	-6,934	-24,869

Ударный ток рассчитывается по формуле [16]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \quad (13)$$

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

$K_{y\delta}$  – ударный коэффициент.

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

Таблица 37 – Значения токов кз на шинах ПС 1

Точка КЗ	Трёхфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА	Однофазное КЗ, кА
ВН ПС 1	4,498	10,81	2,15

Посчитанные токи короткого замыкания на ВН ПС 1 позволят выбрать оборудование ПС 1.

### 3.4 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального

Разработка подробной однолинейной схемы подстанции.

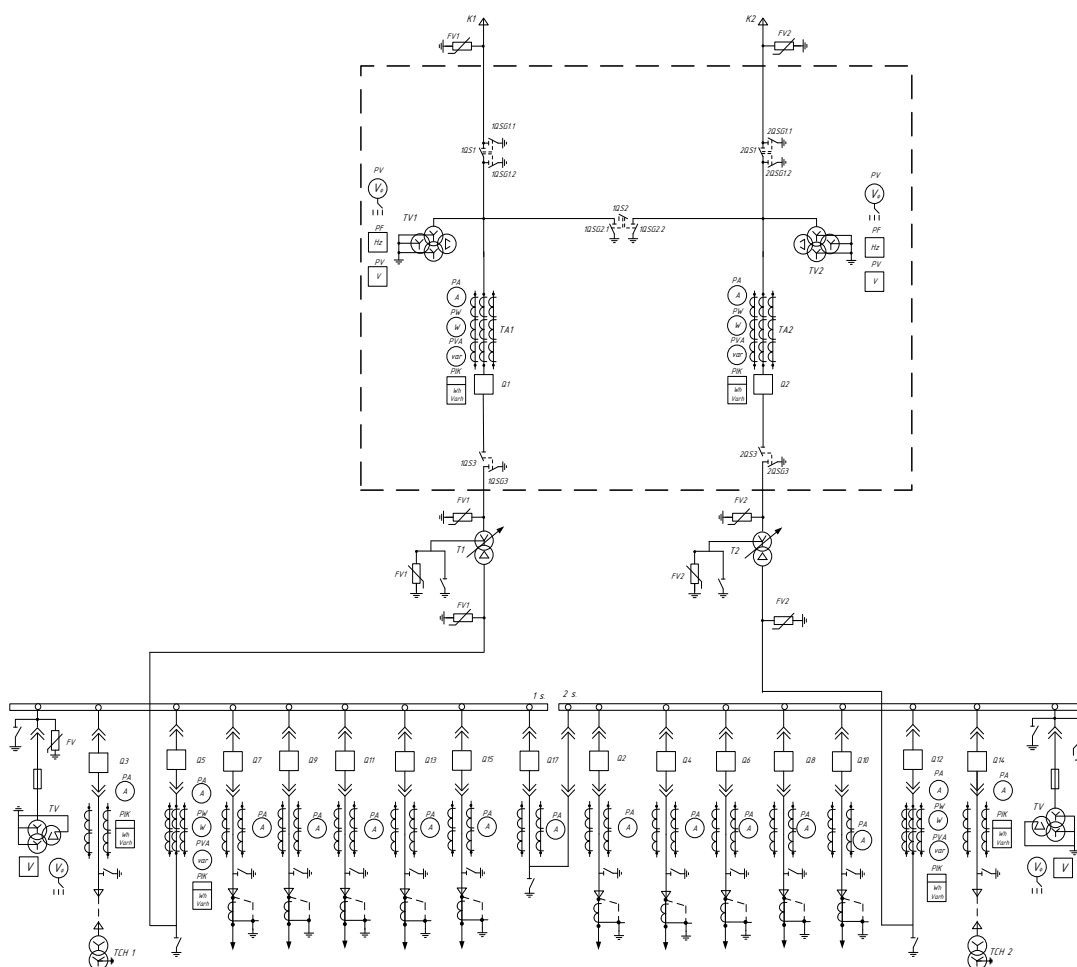


Рисунок 29 - Принципиальная схема подстанции

Существуют два типа распределительных устройств: открытые (ОРУ), которые располагаются на открытом воздухе, и закрытые (ЗРУ), в которых оборудование располагается в закрытых помещениях.

В связи с близостью к микрорайону, было принято решение построить подстанцию с закрытым распределительным устройством типа КРУЭ-СЭЩ-

110 кВ, который состоит из отдельных модулей, помещенных в металлическую оболочку, заполненную элегазом или смесью газов. КРУЭ-СЭЩ-110 кВ производится ЗАО ГК «Электрощит»-ТМ «Самара». Для проверки КРУЭ будет использоваться методика, изложенная в [16].

Проведем выбор и проверку для КРУЭ 110 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}} \quad (14)$$

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}} \quad (15)$$

$$1250 \text{ А} \geq 108 \text{ А}$$

3) По предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}} \quad (16)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 4,49 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad (17)$$

$$79 \text{ кА} \geq 10,81 \text{ кА}$$

4) По тепловому импульсу-на термическую стойкость

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{с.в}} + t_{\text{р.з.}} + T_a); \quad (18)$$

где  $T_a$  - постоянная затухания;

$t_{\text{с.в.}}$  - собственное время отключения выключателя

$t_{\text{р.з.}}$  - время срабатывания с учетом селективности.

Таблица 38 - Время отключения выключателей.

№ выключателя	$t_{\text{р.з.}}$ , с	$T_a$ , с	$t_{\text{с.в.}}$ , с
ОРУ 110 кВ			
1	0,1	0,05	2,5
ОРУ 10кВ			
2	0,05	0,01	0,5

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_k \quad (19)$$

$$B_k = 4,49^2 \cdot (0,05 + 2,5 + 0,15) = 63 \text{кА}^2 \text{с};$$

$$B_{\text{к.ном}} = 1600 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$1600 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq 63 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 39 [8].

Таблица 39 - Параметры выбора КРУЭ 110 кВ.

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 110 \text{кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{А}$	$I_{\text{max1}} = 108 \text{А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 63 \text{кА}$	$I_{\text{по}} = 4,49 \text{кА}$	$I_{\text{по}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 63 \text{кА}$	$i_y = 10,81 \text{кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 130 \text{кА}$	$I_{\text{по}} = 4,49 \text{кА}$	$I_{\text{по}} < I_{\text{дин}}$

1	2	3
$i_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$i_y = 10,81 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 63 \text{ кА}$	$i_a = 29,77 \text{ кА}$	$i_a < i_{\text{аном.}}$
$B_{\text{кном}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 63 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < B_{\text{кном}}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

#### 3.4.1 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателя производится аналогично пункту 3.4, результаты сведем в таблицу 40 [8].

Таблица 40 - Параметры выключателя КРУЭ СЭЩ - 110 кВ.

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 108 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 4,49\text{кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 63 \text{ кА}$	$i_y = 10,81 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 130\text{кА}$	$I_{\text{п0}} = 4,49\text{кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$i_y = 10,81 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 63 \text{ кА}$	$i_a = 29,77 \text{ кА}$	$i_a < i_{\text{аном.}}$
$B_{\text{кном}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 63 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < B_{\text{кном}}$

Данный выключатель удовлетворяет условиям проверки.

#### 3.4.2 Выбор и проверка разъединителей

Коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, известный как разъединитель, предназначен для создания видимого разрыва и изоляции частей системы, электроустановок или отдельных аппаратов от смежных частей, находящихся под напряжением, с целью безопасного проведения

ремонтных работ. Выбор разъединителя зависит от его конструктивного выполнения, рода установки и номинальных характеристик, таких как напряжение, длительный ток и стойкость при токах короткого замыкания [8].

Таблица 41 - Разъединитель КРУЭ СЭЩ – 110

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 108 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 4,49 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 10,81 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 4,49 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 10,81 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{a}} = 29,77 \text{ кА}$	$i_{\text{a}} < i_{\text{аном.}}$
$B_{\text{кном}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 63 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{кном}}$

Данный разъединитель удовлетворяет условиям проверки.

### 3.4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока — это устройство, которое используется для уменьшения первоначального тока до уровней, которые легко измерить и использовать для релейной защиты и измерительных приборов. Они также используются для разделения цепей измерения и защиты от первоначальных цепей с высоким напряжением. Трансформаторы тока могут быть установлены в одну, две или три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. При выборе ТТ учитывают номинальное напряжение, первоначальный и вторичный токи, тип установки (внутренний или наружный), конструкцию, класс точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при коротком замыкании [8].

Таблица 42 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_{\text{н}}, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
110	60 – 75
10	10



Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (20)$$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (21)$$

где  $r_{\text{приб}}$  – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток;

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_{\text{к}}$  – переходное сопротивление контактов (принимаем равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}; \quad (22)$$

КРУЭ 110 кВ:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом};$$

$$Z_{2H} = 0,068 + 0,53 + 0,1 = 0,7 \text{ Ом};$$

Таблица 43 - Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3020	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	0,2	0,2	0,2
Итого		0,7	0,7	0,7

Таблица 44 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 108 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,81 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$

### 3.4.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выполняют функцию снижения высокого напряжения и отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. При выборе ТН необходимо учитывать конструкцию и схему соединения обмоток, а также их номинальное напряжение и класс точности. После выбора трансформатора его необходимо проверить по вторичной нагрузке.

КРУЭ 110 кВ:

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110 кВ [8].

Таблица 45 - Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Вольтметр	ЦВ 2136	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Прима- 200	10	1	2	20
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	16	4	4	64
Итого					88

Суммарная мощность приборов:

$$88 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}$$

Таблица 46 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 120$ ВА	$S_{\Sigma} = 88$ ВА	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Выбранный трансформатор тока прошел проверку.

### 3.4.5 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

Принимаем жесткую ошиновку из алюминиевого сплава 1915Т с 70мм наружным диаметром трубной шины, 64мм внутренний диаметр трубной шины [16].

$$I_{доп} = 925 \text{ A};$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{maxВН} \leq I_{доп};$$

$108 \leq 925$  – условие выполняется.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \tag{23}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{1196,4 \cdot 10^6}}{91} = 103,4 \text{ мм}^2;$$

$q_{min} < q$  – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}; \quad (24)$$

$$J = \frac{3.14(70^4 - 64^4)}{64} = 39 \text{ см}^4;$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса [16]:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (25)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{39}{8}} = 2,008 \text{ м}^2;$$

$$l = \sqrt{2,008} = 1,417 \text{ м};$$

Принимаем  $l = 1,35 \text{ м}$ ;

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины ШИНЫ:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a}; \quad (26)$$

$a$  – расстояние между фазами для 110 кВ равно 2 м; [37]

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{47900^2}{2} = 198,7 \text{ Н / м};$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа) [16]:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (27)$$

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = 1,9 \text{ см}^3; \quad (28)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{198,7 \cdot 6^2}{10 \cdot 1,9} = 37,65 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}. \quad (29)$$

Для выбранной шины  $\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$ , следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки [16].

Таблица 47 - Сопоставление данных для жестких шин в КРУЭ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 108 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 63 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 632 \text{ мм}^2$	$q_{min} = 103,4 \text{ мм}^2$	$q_{min} \leq q$
$\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 37,6 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

### 3.4.6 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

Изолятор опорный используется для закрепления токоведущих элементов в электрических аппаратах, распределительных устройствах на электрических станциях и подстанциях, а также в комплектных распределительных устройствах. Он представляет собой деталь, выполненную

из изоляционного материала в форме цилиндра или конуса, внутрь которого вставлена металлическая арматура с резьбовыми отверстиями для крепления шин и монтажа изолятора [16].

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (30)$$

$$110 \leq 110;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{ДОП} \quad (31)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (32)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (33)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (34)$$

$$k_h = \frac{900 + 64 + \frac{70}{2}}{900} = 1,11;$$

$$F_{расч} = 198,7 \cdot 1,1 \cdot 2 = 437,14 \text{ Н};$$

К установке приняты опорные изоляторы ИО-110-400 с допустимой нагрузкой на изгиб:

Таблица 48 - Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 18000 \text{ Н}$	$F_{расч} = 437,14 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

$F_{расч} \leq F_{доп}$  – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИО-110-400 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

### 3.4.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Различные факторы влияют на состав потребителей собственных нужд подстанций, такие как тип подстанции, мощность трансформаторов, наличие синхронных компенсаторов и тип электрооборудования. Оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, подогрев, аварийное освещение, система пожаротушения и электроприемники компрессорной являются наиболее важными потребителями собственных нужд подстанций. Мощность трансформаторов для собственных нужд выбирается с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, а также летней и зимней нагрузки, включая период ремонтных работ на подстанции. Трансформатор тока определяется путем сравнения нагрузки на собственные нужды в летний и зимний периоды.

Таблица 49 - Нагрузка собственных нужд подстанции в летний период

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos\varphi$	Нагрузка	
	Квт*п	Всего		$P_{уст}$	$Q_{уст}$
Охлаждение ТДН – 16000/110/10	40,3*2	80,6	0,85	80,6	32,24
Освещение и вентиляция КРУЭ	-	12	1	12	-
Освещение ОПУ	-	30	1	30	-
Освещение Территории	-	5	1	5	-
Итого				127,6	32,24

Таблица 50 - Нагрузка собственных нужд подстанции в зимний период

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos\varphi$	Нагрузка	
	Квт*п	Всего		$P_{уст}$	$Q_{уст}$
Подогрев КРУЭ-110	75,8*2	151,6	1	151,6	-
Подогрев КРУ-СЭЩ-63	-	60	1	60	-
Освещение и вентиляция КРУЭ	-	12	1	12	-
Отопление и освещение КРУЭ	-	50	1	50	-
Освещение Территории	-	10	1	10	-
Итого				283,6	-

Для расчета трансформатора собственных нужд, выбираем зимний период, так как он обладает большей нагрузкой.

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + jQ_{уст}^2}; \quad (35)$$

$K_c$  – коэффициент одновременности нагрузки, принимаем равным 0,8;

$$S_{расч} = 226,8$$

Принимаем два трансформатора ТСН – 250/10.

### 3.4.8 Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия [16]:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ} \quad (36)$$



Принимаем первоначально ОПН–П1–110/105/10 У1 по номинальному напряжению 110 кВ [16].

$$110\text{кВ} \geq 110\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ} \quad (37)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}} \quad (38)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 89,44\text{кВ}$$

$$105\text{кВ} \geq 89,44\text{кВ}$$

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения  $U_{ки}$  коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования [16]:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2) \quad (39)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}$$

где -  $U_{исп50}$  50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 128 кВ.[28]

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 128 = 219,3 \text{ кВ}$$

$$175 \leq 219,3 / (1,2) \text{ кВ}$$

$$175 \leq 182,75 \text{ кВ}$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям,  $A_{вн}$ .

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25) \quad (40)$$

где  $U_{доп}$  - допустимый уровень внутренних перенапряжений (450);

$$A_{вн} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{вн} = 0,61 > 0,25$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям,  $A_{гп}$  :

$$A_{cp} = (U_{дон} - U_{ост.к}) / U_{дон} > (0,2 - 0,25) \quad (41)$$

$$A_{cp} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{cp} = 0,61 > 0,25$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 51 - Параметры ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	175
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки и принимается к установке.

### 3.5 Вывод

На основе предоставленных данных был произведен выбор трансформатора для ПС 1 и ПС 2, к которым будет подключаться новая нагрузка. При анализе нормального и аварийного режимов было обнаружено, что варианты 1 и 2 не вызывают отклонений в параметрах режима. Также были произведены расчеты токов к.з на шинах ПС 1 и выбор оборудования, которое бы удовлетворяло условиям проверки. На основе проведенных расчетов было сделано заключение, что предложенные варианты позволяют подключить ПС 1 и ПС 2 в Приморском крае к существующим сетям. После технико-

экономического сравнения был выбран один из двух рассмотренных вариантов развития электрической сети. Все выбранное оборудование удовлетворяет условиям проверки и может быть установлено.

## 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Эта часть направлена на выявление самого выгодного варианта развития электрической сети в регионе проектирования путем расчета экономической эффективности.

### 4.1 Капиталовложения

В данном разделе требуется определить затраты на создание, расширение и реконструкцию предприятий, включая материальные, трудовые и денежные ресурсы, необходимые для строительства ЛЭП и подстанций.

Суммарные затраты на эти ресурсы называются капиталовложениями. Капитальные вложения в электрическую сеть состоят из двух составляющих: капиталовложения на сооружение подстанций и капиталовложения на вооружение ЛЭП [48].

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (42)$$

При расширении и реконструкции подстанций, учитывая разнообразие используемых материалов, компоновок и состава оборудования, их стоимость может быть определена по отдельным элементам, включая расходы на распределительные устройства, трансформаторы, компенсирующие и регулирующие устройства, постоянные затраты, а также временные здания, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и другие работы. Значения затрат в пункте 6 составляют процент от общей суммы затрат по пунктам 1-5 [48].

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-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (43)$$

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 [48]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (44)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии [48];

$l$  – длина трассы;

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

Для пересчёта стоимости электрооборудования в текущий год используется коэффициент инфляции  $K_{инф} = 8,57$ , при условии, что цены были зафиксированы в 2000 году [21].

В приложении Б представлен расчёт капиталовложений для подключения объектов на напряжение 35 кВ. Результаты расчёта капиталовложений для варианта №1 приведены в таблице 52, а для варианта №2 - в таблице 53.

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1:  $K_{общ} = 1430434.36$  тыс.руб;

- вариант №2:  $K_{общ} = 1057000$  тыс.руб.

Таблица 52 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
ВЛ	771041
ТР	149120
Постоянные затраты	177220
Стоимость РУ 110 кВ	73960
Стоимость РУ 35 кВ	64280
Линейная ячейка 110 кВ	59980
Линейная ячейка 35 кВ	51420

Таблица 53 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
ВЛ	135200
ТР	118260
Постоянные затраты	88610
Стоимость РУ	73960
Ветрогенераторы	531550
Линейная ячейка 110 кВ	59980

#### 4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек. Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{ДВ}, \quad (45)$$

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

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

$I_{ДВ}$  – затраты на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (46)$$

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

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (47)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, КВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 КВт·ч электроэнергии, принята 2.84 руб/ КВт·ч [47].

Расходы электроэнергии, связанные с эффективными мощностями, включают в себя потери в линиях электропередачи, трансформаторах и компенсирующих устройствах.

Амортизационные отчисления на реновацию [48]:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (48)$$

где  $K$  – капиталовложение в соответствующие оборудование;

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

Расчёт эксплуатационных издержек вариантов приведен в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 54.

Таблица 54 – Издержки

Вариант	$I_{э.р.}$ , тыс.руб	$I_{ам.рен.}$ , тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	$I$ , тыс.руб
№1	38370	84370	5452	128200
№2	20460	28520	4544	53520

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

Мы считаем, что оптимальным вариантом является тот, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты наименьшие. Если разница между среднегодовыми эксплуатационными затратами не превышает 5%, то выбирается вариант с меньшей стоимостью потерь электроэнергии. Для выбора оптимального варианта используется метод минимизации среднегодовых или приведенных затрат. При проведении экономического анализа мы используем метод расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода, поскольку скорость вложений одна и ликвидной



стоимости нет, так как подстанции являются новыми и только что подключенными.

Затраты определяются по формуле [48]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (49)$$

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 55.

Таблица 55 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	1430434	128200	271235.585
2	1057000	53520	159211.3

Из двух вариантов выигрывает вариант №2, так как капиталовложения, издержки, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 112000 тыс. руб по сравнению с вариантом №1.

#### 4.4 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения

Для определения уровня надежности электростанций, используется аналитический метод, который включает в себя составление расчетных схем для варианта 1 и варианта 2. Расчетная схема содержит только те элементы, которые находятся в нормальном режиме работы [16]. На рисунках 30 и 31 представлена расчетная схема для варианта 1, а на рисунке 32 для варианта 2.

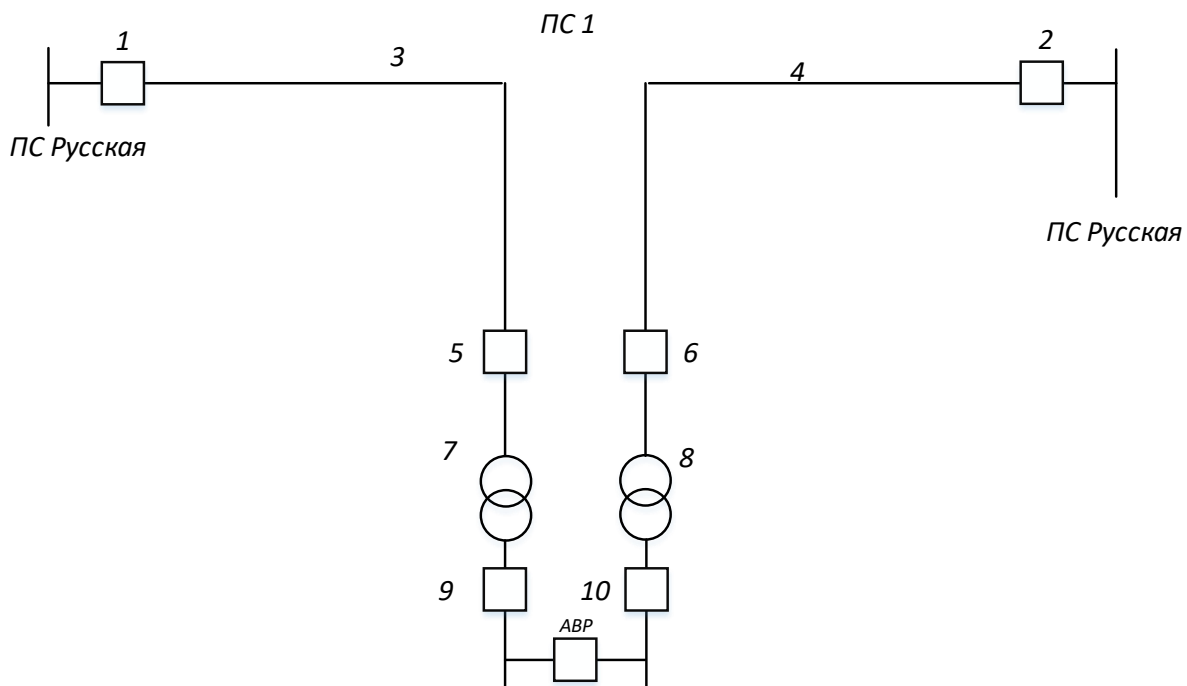


Рисунок 30 – расчетная схема для определения надёжности ПС 1 при варианте подключения №1

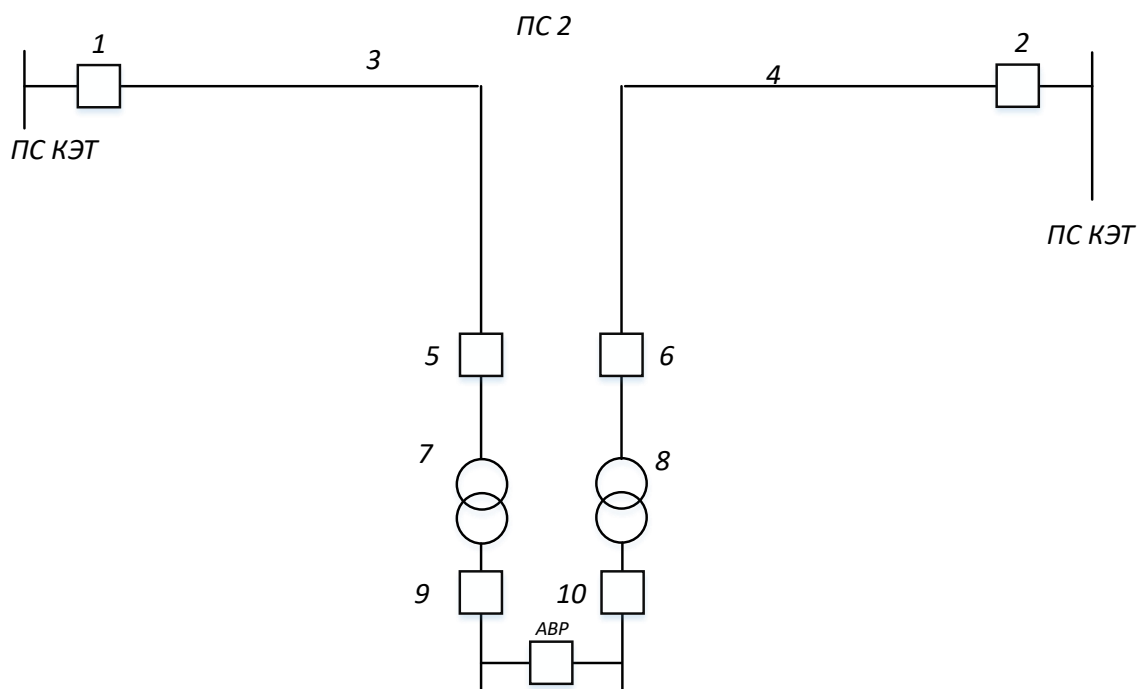


Рисунок 31 – расчетная схема для определения надёжности ПС 2 при варианте подключения №1

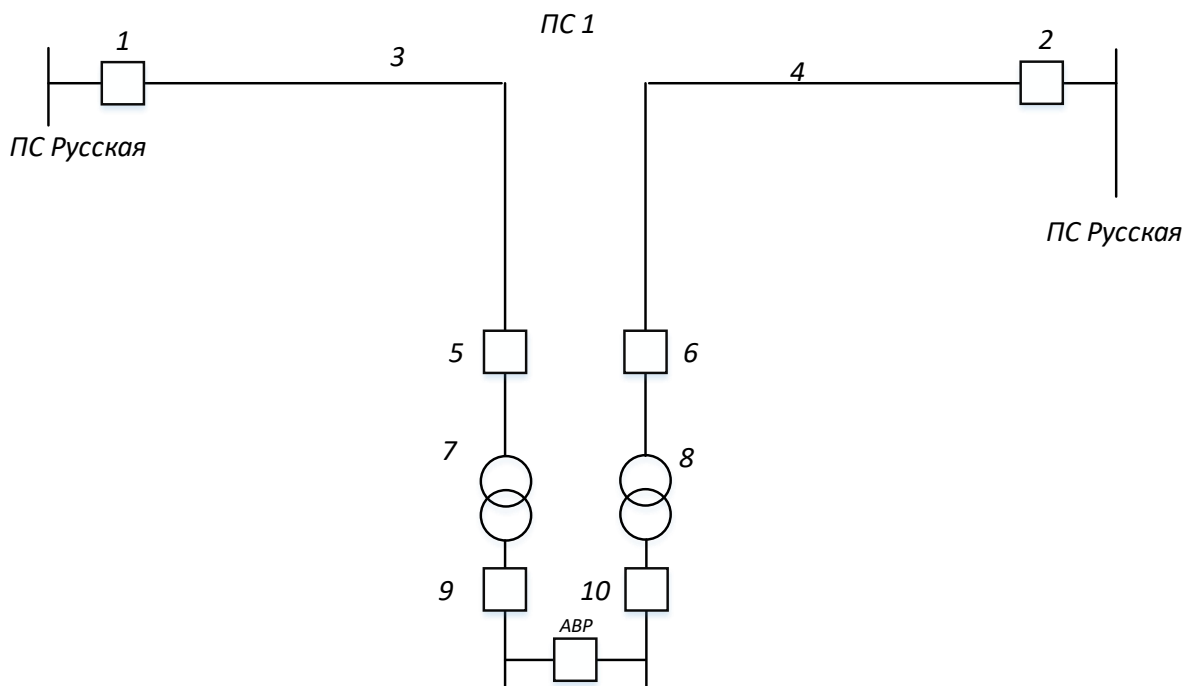


Рисунок 32 – расчетная схема для определения надёжности ПС 1 при варианте подключения №2

Для каждого элемента в расчетной схеме определяются показатели надежности, включая интенсивность отказа, среднее время восстановления, частоту и время плановых отключений. Затем составляется схема замещения, где каждый элемент заменяется прямоугольником и соединяется последовательно или параллельно в зависимости от надежности. Последовательно соединенные элементы заменяются одним эквивалентным, для которого рассчитываются показатели надежности, включая параметр потока отказа, время безотказной работы и время восстановления. Расчет показателей надежности представлен в приложении Б.

Для варианта №2, представленного на рисунке 32, также будут определены показатели надежности.

Определим параметры потока отказов первой и второй цепей, учитывая их преднамеренные отключения, пользуясь следующей формулой:

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{пр.нб}, \quad (50)$$

$$\lambda_{cI} = \lambda_I = 0.099 ;$$

$$\lambda_{cII} = \lambda_{II} = 0.099 .$$

Определяем вероятность отказов I и II цепей:

$$q_u = \sum_1^n \lambda_i t_{Bi} , \quad (51)$$

$$q_I = q_I = 0.00012 ;$$

$$q_{II} = q_{II} = 0.00012 .$$

Определим среднее время восстановления каждой цепи:

$$t_{Bc} = q_c / \lambda_c , \quad (52)$$

$$t_{BI} = 20.254 ;$$

$$t_{BII} = 20.254 .$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = 1 / \lambda_c , \quad (53)$$

$$T_c = 6.223 .$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{Bc} = q_c / \lambda_c, \quad (54)$$

$$t_{BI} = 2.386 .$$

Экономический ущерб, вызванный отказом или нарушением электроснабжения, является комплексным показателем надежности электроснабжения для потребителей. Он определяет стоимость электроэнергии, поставляемой с определенной степенью надежности, и используется для расчета штрафов, пеней и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств. При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учитывается фактор надежности на основе количественной оценки ущерба. Основной ущерб возникает при перерывах в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса и оборудования без брака. Ущерб внезапности зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода, и связан с возможностью нарушения технологического процесса, браком, поломкой оборудования и т.д.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле [16]:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left( y_0 + \frac{y_{6н}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (55)$$

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 [16];

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

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (56)$$

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

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год [16]:

$$Y = y \cdot T_{ср} \cdot c, \quad (57)$$

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

$c$  – тариф на электроэнергию, равен 2,87 руб/кВт\*ч [60].

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №1 и №2 приведён в приложении Б.

Результаты расчета для ПС 1 и ПС 2 представлен в таблице 56.

Таблица 56 – Расчет величины ущерба для ПС 1 и ПС 2

Вариант	у, кВт	$T_{ср}$ , ч	У, тыс.руб	$\omega$ , 1/год	$t_B$ , час	$t_{без}$ , лет
ПС 1 Вариант №1	19420	133.99	7466	0.0002	2.386	6.223
ПС 2 Вариант №1	58930	135.09	2285	0.0007	6.356	10.84
ПС 1 Вариант №2	19420	133.99	7466	0.0002	2.386	6.223

С учетом ущерба и расчета приведенных затрат, можно сделать вывод, что вариант №2 является наиболее экономически привлекательным по всем рассчитанным показателям и будет использоваться для дальнейшего расчета.

#### 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 [48]:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (58)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется [48]:

$$W_t = P_H \cdot T_{max}, \quad (59)$$

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

$T_{max}$  – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5500 ч.

$$W_t = 25000 \cdot 5500 = 130000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 130000 \cdot 1.5 = 195000 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{\delta t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (60)$$

где  $K_t$  – суммарные капиталовложения в год;

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки в год;

$Y_t$  – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (\Pi_{\delta t}). \quad (61)$$

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

$$П_{чt} = П_{отt} - Н_t ; \quad (62)$$

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:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t} ; \quad (63)$$

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 33.

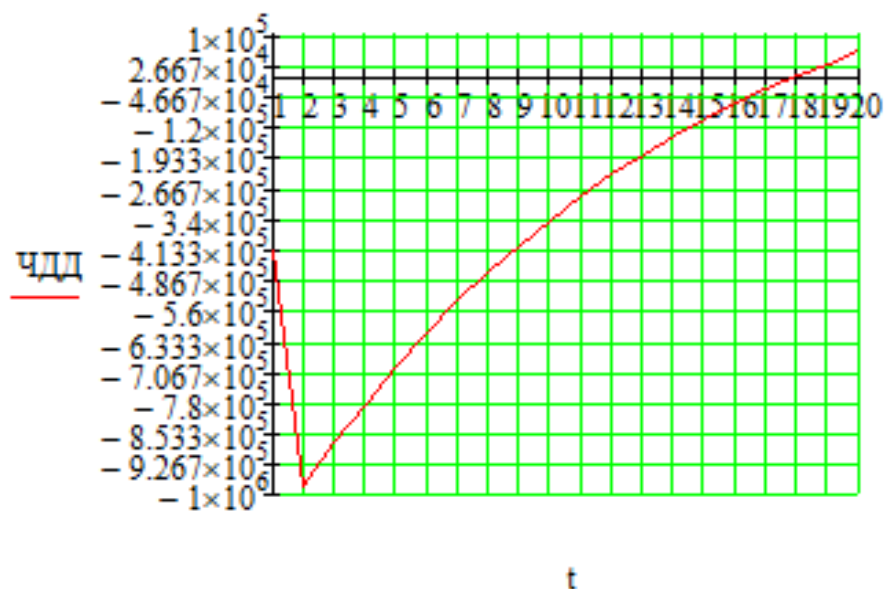


Рисунок 33 – График ЧДД

Для расчета рентабельности инвестиций в электросетевой объект необходимо учитывать каждый год расчетного периода начиная с момента начала эксплуатации. Однако, для определения характерных годов,



рассматриваются год после выхода на нормальный режим эксплуатации с выплатой заемных средств и финансовыми издержками, а также период после полной выплаты кредита и процентов. В данном случае, предполагается, что объект был построен без использования заемных средств. Для расчета рентабельности инвестиций используется формула [48].

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (64)$$

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%.

Продолжительность периода от начала строительства сетевого объекта до момента окупаемости называется «простым» сроком окупаемости. Момент окупаемости определяется как наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и остается положительным.

Если учитывать дисконтирование, то срок окупаемости будет определяться как продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учетом дисконтирования, который также является наиболее ранним моментом времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и остается положительным. В приложении Б приведен расчет оценки экономической эффективности для варианта №2.

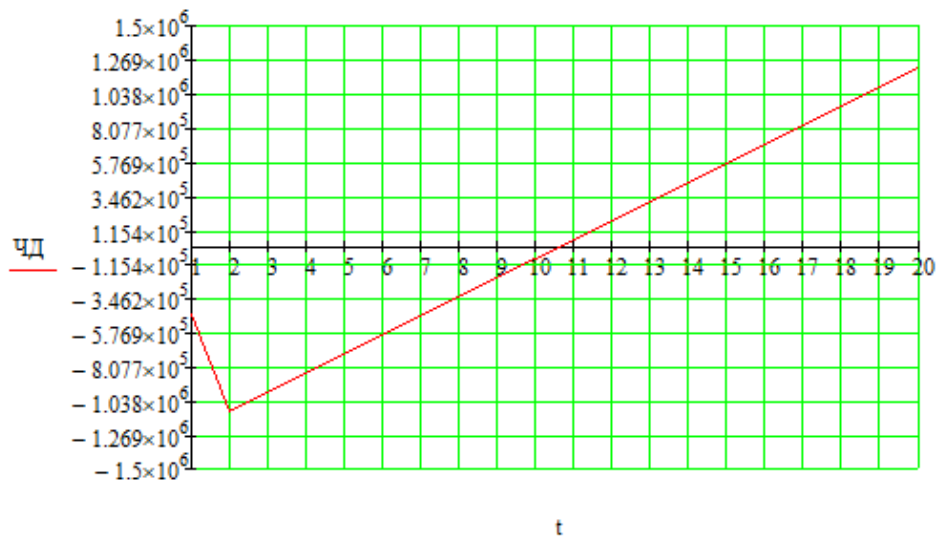


Рисунок 34 – График ЧД

Из графика ЧДД видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 19 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

### 5.6 Вывод

Из анализа капитальных вложений, эксплуатационных расходов, затрат и показателей надежности, можно заключить, что вариант №2 является наиболее привлекательным по всем этим параметрам. При капитальных вложениях в размере 1057 миллионов рублей, срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения составит 18 лет. Проект экономически эффективен, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций  $ИДД > 1$  ( $ИДД = 1,055$ ). Рентабельность проекта составит 12,224% в год, начиная с третьего года расчетного периода (расчетный период - 20 лет).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрен вопрос возможности подключения новой нагрузки на острове Русский и острове Попова.

Подробно осуществлен анализ электрических сетей, Приморского края в районе города Владивосток, из которого отмечены такие проблемы как: отсутствие возможности работать в транзите ПС Русская и ПС Бурная по сети 35 кВ из-за разных групп соединения обмоток трансформаторов. При расчете существующего режима отклонений от параметра режима не наблюдается по его результатам сделан вывод о наличии резервов генерирующей мощности на электрических станциях и возможности подключения нагрузки к электрическим сетям. Для электрической схемы развития посчитаны и проанализированы установившиеся максимальный и послеаварийный режимы, отрегулировано напряжение. В качестве инновационных технологий при подключении нагрузки на острове Попова мощностью 5 МВт планируется использование возобновляемых источников энергии ветрогенераторов 1500 кВт HW2-1500kW и резервным источником энергии планируется использование существующих ДЭС.

Определены оптимальные экономические затраты и капиталовложения на реализацию предложенных проектов. Лучшим по этим показателям является вариант с подключением ПС 1 к существующим сетям на напряжение 110 кВ двумя ЛЭП 110 кВ Русская – ПС 1. Нагрузку на острове Попова планируется подключать с помощью ВИЭ. При капитальных вложениях в размере 1057 миллионов рублей, срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения составит 18 лет. Проект экономически эффективен, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций  $ИДД > 1$  ( $ИДД = 1,055$ ). Рентабельность проекта составит 12,224% в год, начиная с третьего года расчетного периода (расчетный период - 20 лет).

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Аношин А.О., Чайкин В.С. Лабораторная работа «Исследование и проверка поддерживаемых сервисов передачи данных устройствами релейной защиты, в соответствии с положениями стандарта МЭК 61850». Методические указания. - М.: ООО «ТЕКВЕЛ», 2014. -55 с.

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 Ветрогенератор HW77/1500 KW [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://heag.ru/1-wind-generator-2.html> – 10.04.2023.

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. М. / Энергоатомиздат, 2016.

8 Завод электротехнического оборудования – технический каталог элегазового оборудования

9 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 Кабель 2XS(FL)2Y+1x1200RMS/260+1FO64/110(123)110кВ (м) NEXANS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rs24.ru/product/272455> – 10.04.2023.

11 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»).

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

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

15 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.

16 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>

17 Непомнящий В.А. Проблемы надежности при проектировании и эксплуатации электрических сетей энергосистем. СПб.: ПЭИПК, 2010.

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

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

20 Непомнящий В.А., Овсейчук В.А. Учет надежности электроснабжения при расчете тарифов // Новости ЭлектроТехники. 2010. № 4(64).

21 Непомнящий В.А., Овсейчук В.А., Елифанцев 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.

22 Неуймин В.Г. Пособия по работе с программой RastrWin/ В.Г. Неуймин [Электронный ресурс] – Екатеринбург: «УПИ–Энерго», 2009.– 93 с.

23 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015.

24 Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Приморского РДУ 2022 г;

25 Основы современной энергетики: учебник для вузов в 2 т. / под общ. ред. чл.–корр. РАН Е.А. Аметистова. М.: Изд. дом МЭИ, 2008.

26 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

27 Приказ Минэнерго России От 30.06.2003 № 277 Методические указания по устойчивости энергосистем.

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 Рапопорт А.Н., Кучеров Ю.Н. Новые технологии обеспечения надежности ЕНЭС в условиях формирующегося рынка электроэнергии: сб. Новые технологии для электрических сетей / Под ред. А.Н. Рапопорта, С.В. Серебрянникова. М.: Изд. дом МЭИ, 2006. С. 12–18.

30 СН 14278– т1 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38– 750 кВ.

31 СО 153– 34.20.118– 2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем: Москва: ФГУП НТЦ "Промышленная безопасность" – 2006 – 53 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа:[http://www.znaytovar.ru/gost/2/SO\\_15334201182003\\_Metodicheski.html](http://www.znaytovar.ru/gost/2/SO_15334201182003_Metodicheski.html)

32 СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ. Стандарт организации; введен 2019-03-29. - ПАО «Россети», 2019. - 114 с.

33 СТО 56947007 - 25.040.30.309-2020. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС». Стандарт организации; введен 2020-10-05. - ПАО «ФСК ЕЭС», 2020. - 257 с.

34 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.

35 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).

36 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).

37 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.

38 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.

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

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

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

42 Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4– 750 кВ/ под ред. Е.Г. Гологорского – М.: ЭНАС, 2007 – 560 с.

43 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на период 2022–2027 годов.

44 Схема нормального зимнего режима электрических соединений Приморских электрических сетей, зимний режим 2022 г;

45 Схема потокораспределения Приморских электрических сетей за 2022 г;

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

47 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> – 1.05.2023

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

49 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2013 – 368 с

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



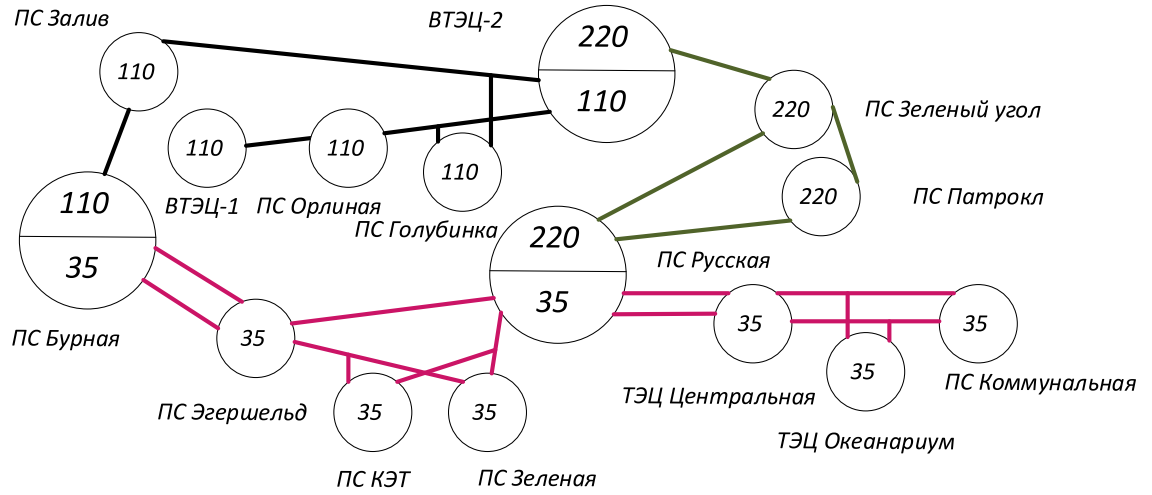
51 Шевцов М. В. Передача дискретных сигналов между УРЗА по цифровым каналам связи // Релейщик. 2009. № 1.

52 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.

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

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Граф рассматриваемого эквивалента сети



## Приложение Б. Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей:  $\alpha_4 := 1$        $\alpha_4 := 1.05$        $I_{\text{но}10} := 14.62$

$K_{\text{уд}35} := 1.75$        $K_{\text{уд}10} := 1.85$        $T_{\text{а}35} := 0.3$        $T_{\text{а}10} := 0.6$        $I_{\text{но}35} := 24.52$

$$i_{\text{уд}35} := \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}35} \cdot I_{\text{но}35} = 60.684$$

$$i_{\text{уд}10} := \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}10} \cdot I_{\text{но}10} = 38.25$$

$$I_{\text{ра}6110} := \frac{\sqrt{20^2 + 5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.108$$

$$I_{\text{ра}610.5} := \frac{\sqrt{20^2 + 5^2}}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 1.134$$

$$B_{\text{рас}35} := I_{\text{но}35}^2 (1.02 + T_{\text{а}35}) = 793.624$$

$$B_{\text{рас}10} := I_{\text{но}10}^2 (1.02 + T_{\text{а}10}) = 346.266$$

$$I_{\text{ра}6351} := \frac{\sqrt{5^2 + 1^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0.084$$

$$i_{\text{ар}35} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}35} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а}35}}} = 33.54$$

$$i_{\text{ар}10} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}10} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а}10}}} = 20.334$$

Расчётное значение тока:

$$I_{\text{рас}1} := I_{\text{ра}6110} \cdot \alpha_4 \cdot \alpha_4 = 0.114 \quad \text{кА}$$

Выбираем провод АС-120 с длительно допустимым током 380 А.

Расчётное значение тока:

$$I_{\text{рас}2} := I_{\text{ра}6351} \cdot \alpha_4 \cdot \alpha_4 = 0.088 \quad \text{кА}$$

Выбираем провод АС-70 с длительно допустимым током 265 А.

\*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО 5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + I$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{\text{вл}} + K_{\text{лс}}) \cdot K_{\text{инф}}$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{\text{вл}} := C_0 \cdot 1$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{\text{вл}} := C_0 \cdot 1$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$C_{702} := 2460 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{70} := 1650 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{120} := 2600 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$l_1 := 2 \quad l_2 := 22 \quad k_{\text{инф}} := 8.57$$

Вариант №1.

$$K_{\text{вл1}} := C_{120} \cdot l_1 + C_{702} \cdot l_2 = 59320 \quad \text{тыс.руб}$$

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.

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл1}} := K_{\text{вл1}} + K_{\text{вл1}} \cdot (1.4) \cdot k_{\text{инф}} = 771041.36 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{вл2}} := C_{120} \cdot l_1 \cdot 2 = 1.04 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл2}} := K_{\text{вл2}} + K_{\text{вл2}} \cdot k_{\text{инф}} \cdot 1.4 = 1.352 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

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.

$$K_{\text{пост35}} := 10340 \cdot k_{\text{инф}} = 8.861 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру110}} := 8630 \cdot k_{\text{инф}} = 7.396 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр16}} := 6900 \cdot k_{\text{инф}} = 5.913 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{яч35}} := 3000 \cdot k_{\text{инф}} = 2.571 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{яч110}} := 3500 \cdot k_{\text{инф}} = 2.999 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру351}} := 7500 \cdot k_{\text{инф}} = 6.428 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$K_{1тр4} := 1800 \cdot K_{инф} = 1.543 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{пс1} := 2 \cdot K_{пср35} + K_{ру110} + K_{ру351} + K_{1тр16} \cdot 2 + 2 \cdot K_{яч35} + 2 \cdot K_{1тр4} + 2 \cdot K_{яч110} = 5.76 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{пс2} := K_{пср35} + K_{ру110} + K_{1тр16} \cdot 2 + 2 \cdot K_{яч110} = 3.408 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

**Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:**

$$K_{\Sigma пс1} := K_{пс1} + K_{пс1} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 6.594 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma пс2} := K_{пс2} + K_{пс2} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 3.902 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma вл1} + K_{\Sigma пс1}) = 1430434.369 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma вл2} + K_{\Sigma пс2}) + 10631 \cdot 50 = 1.057 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := И_э + И_{ам} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

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

Вариант №1.

$$И_{э1} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma вл1} + \alpha_{э.пс} \cdot K_{\Sigma пс1} = 3.837 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{э2} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma вл2} + \alpha_{э.пс} \cdot K_{\Sigma пс2} = 2.046 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{сл.вл} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{сл.пс} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №1.

$$И_{ам1} := \frac{K_{\Sigma вл1}}{T_{сл.вл}} + \frac{K_{\Sigma пс1}}{T_{сл.пс}} = 8.437 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №2.

$$I_{\text{эл2}} := \frac{K_{\Sigma \text{вл2}}}{T_{\text{ст.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{тр2}}}{T_{\text{ст.тр}}} = 2.852 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Потери электроэнергии:

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

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := 1100$$

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := 780$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр}} := 820$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 1.92 \times 10^3$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 1.6 \times 10^3$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 2.84 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) = 5452.8 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) = 4.544 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{s1} + I_{ам1} + I_{\Delta W1} = 1.282 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{s2} + I_{ам2} + I_{\Delta W2} = 5.352 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 271235.585 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 159211.30601067 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух вариантов выигрывает вариант №2, так как капиталовложения, издержки, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 112000 тыс. руб по сравнению с вариантом №1.

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

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 1.5 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5200 \quad \text{ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 25000 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{ном}} := 0.5$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$S_{p1} := n \cdot S_{ном1} \cdot k_{1зном} = 2.5 \times 10^4 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 1$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 2.5 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 2.5 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{год} := P_p \cdot T_{max} = 1.3 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{год} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 1.95 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := I_2 - I_{эм2} = 2.5 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{год} := O - И = 1.7 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{год} \cdot 0.24 = 4.08 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{чДД} := \sum \left[ \frac{\Delta_t}{(1 + E_H)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_2 = 4.228 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_2 = 6.341 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_H := 0.08$$

$$\Delta_1 := -И - K_{t1} = -4.478 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$



Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\text{Э}_1}{(1 + E_n)^1} = -4.146 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \text{ЧДД}_1 = -4.146 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\text{Э}_2 := -И - K_{i2} = -6.591 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\text{Э}_2}{(1 + E_n)^2} = -5.651 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -9.797 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\text{Э}_3 := О - И - Н = 1.292 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\text{Э}_3}{(1 + E_n)^3} = 1.026 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -8.771 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{Э} := \text{Э}_3 = 1.292 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^4} = 9.497 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = -7.822 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^5} = 8.793 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = -6.942 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^6} = 8.142 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = -6.128 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^7} = 7.539 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = -5.374 \times 10^5$$

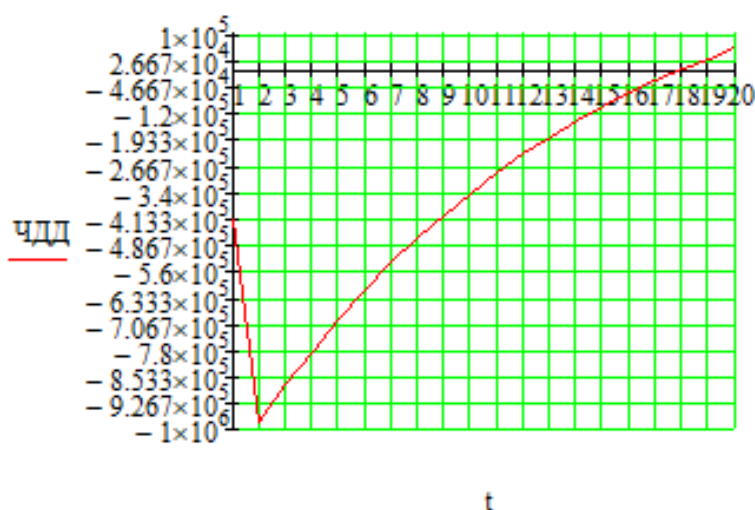
$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^8} = 6.98 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = -4.676 \times 10^5$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^9} = 6.463 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = -4.03 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{10}} = 5.984 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = -3.432 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{11}} = 5.541 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = -2.877 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{12}} = 5.131 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = -2.364 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{13}} = 4.751 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = -1.889 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{14}} = 4.399 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = -1.449 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{15}} = 4.073 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = -1.042 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{16}} = 3.771 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = -6.65 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 3.492 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = -3.158 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 3.233 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 747.433$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 2.994 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 3.068 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 2.772 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 5.84 \times 10^4$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 1.055$$

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:

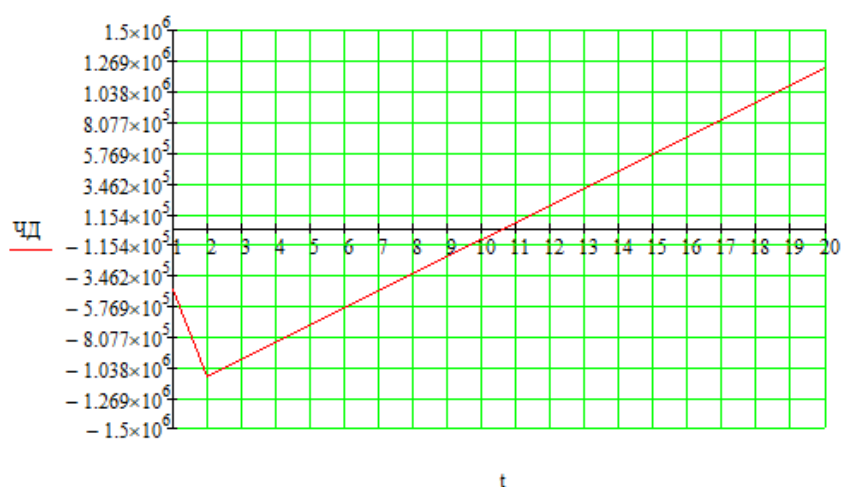
$\text{ЧД}_1 := \Theta_1 = -4.478 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -4.478 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \Theta_2 = -6.591 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -1.107 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \Theta = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -9.777 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \Theta = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -8.485 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \Theta = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -7.193 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \Theta = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = -5.901 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = -4.609 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = -3.317 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = -2.025 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = -7.33 \times 10^4$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 5.59 \times 10^4$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 1.851 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 3.143 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 4.435 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 5.727 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 7.019 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 8.311 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 9.603 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 1.09 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 1.292 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 1.219 \times 10^6$	тыс.руб

## Продолжение приложение Б.

### Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 10 лет 6 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.

Дисконтированный срок окупаемости составит 18 лет.

\*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_2} \cdot 100 = -42.365 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_2} \cdot 100 = -62.365 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_2} \cdot 100 = 12.224 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 1057 миллионов руб. составит 18 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД = 1.055). Рентабельность проекта составит 12.224 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

## Продолжение приложение Б. Расчёт в программе Mathcad

Определим показатели надежности аналитическим методом  $I_1 := 2$   $I_2 := 2$

$$\begin{aligned} \lambda_1 &:= 0.015 & \lambda_5 &:= 0.035 & \lambda_9 &:= 0.023 \cdot I_2 \\ \lambda_2 &:= 0.035 & \lambda_6 &:= 0.002 & \lambda_{10} &:= 0.013 \\ \lambda_3 &:= 0.002 & \lambda_7 &:= 0.002 & \lambda_{11} &:= 0.013 \\ \lambda_4 &:= 0.015 & \lambda_8 &:= 0.023 \cdot I_1 \\ t_{b1} &:= 40 \div 8760 & t_{b5} &:= 60 \div 8760 & t_{b9} &:= 11 \div 8760 \\ t_{b2} &:= 60 \div 8760 & t_{b6} &:= 30 \div 8760 & t_{b10} &:= 5 \div 8760 \\ t_{b3} &:= 30 \div 8760 & t_{b7} &:= 30 \div 8760 & & \\ t_{b4} &:= 40 \div 8760 & t_{b8} &:= 11 \div 8760 & t_{b11} &:= 5 \div 8760 \\ q1 &:= \lambda_1 \cdot t_{b1} & q5 &:= \lambda_5 \cdot t_{b5} & q9 &:= \lambda_9 \cdot t_{b9} \\ q2 &:= \lambda_2 \cdot t_{b2} & q6 &:= \lambda_6 \cdot t_{b6} & q10 &:= \lambda_{10} \cdot t_{b10} \\ q3 &:= \lambda_3 \cdot t_{b3} & q7 &:= \lambda_7 \cdot t_{b7} & q11 &:= \lambda_{11} \cdot t_{b11} \\ q4 &:= \lambda_4 \cdot t_{b4} & q8 &:= \lambda_8 \cdot t_{b8} & & \end{aligned}$$

1. Определим параметры потока отказов, учитывая их преднамеренные отключения

$$\lambda_1 := \lambda_8 + \lambda_1 + \lambda_1 \cdot \lambda_2 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_3 \cdot (\lambda_2 + \lambda_{10}) = 0.099$$

$$\lambda_2 := \lambda_9 + \lambda_4 + \lambda_4 \cdot \lambda_5 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_6 \cdot (\lambda_5 + \lambda_{11}) = 0.099$$

2. Определим вероятность отказов

$$q_1 := q_8 + q_1 + q_1 \cdot (q_2 + q_2 + q_3) + q_3 \cdot (q_2 + q_{10}) = 1.263 \times 10^{-4}$$

$$q_2 := q_9 + q_4 + q_4 \cdot (q_5 + q_5 + q_6) + q_6 \cdot (q_5 + q_{11}) = 1.263 \times 10^{-4}$$

3 Определим среднее время востоновления каждой цепи

$$t_{B1} := \frac{q_1}{\lambda_1 - 0.044} \cdot 8760 = 20.254 \quad \text{ч}$$

$$t_{B2} := \frac{q_2}{\lambda_2 - 0.044} \cdot 8760 = 20.254 \quad \text{ч}$$

4. Определяем параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов

$$\lambda_c := \lambda_1 \cdot q_2 + \lambda_2 \cdot q_1 + \frac{(0.531 \cdot 0.14 \cdot 8 + 0.531 \cdot 0.14 \cdot 8)}{8760} = 1.607 \times 10^{-4} \quad \frac{1}{\text{год}}$$

5. Средняя вероятность отказа системы

$$K_{np1} := 1 - e^{-40 \div t_{B2}} = 0.861$$

$$K_{np2} := 1 - e^{-40 \div t_{B1}} = 0.861$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$q_c := q_1 \cdot q_2 + \frac{[K_{\text{пр}1} \cdot (0.14 \cdot 8) \cdot q_2 + K_{\text{пр}2} \cdot (0.14 \cdot 8) \cdot q_1]}{8760} = 4.376 \times 10^{-8}$$

6. среднее время безотказной работы системы

$$T_c := \frac{1}{\lambda_c} = 6.223 \times 10^3 \text{ лет}$$

7. Среднее время восстановления

$$t_{\text{вс}} := 8760 \cdot \frac{q_c}{\lambda_c} = 2.386 \text{ ч}$$

8. Расчетное время безотказной работы при  $\alpha$  0.1

$$T_p := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_c = 655.673$$

9. Математическое ожидание количество недоотпущенной электроэнергии

$$P_{\text{деф}} := 60000 \quad P_{\text{деф}i} := 60 \cdot 10^{-6}$$

$$W_{\text{нед}} := P_{\text{деф}} \cdot P_{\text{деф}i} \cdot 8760 = 3.154 \times 10^4 \text{ МВт}$$

10. Расчет ущерба

Определение годового ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю

$$Y_0 := 1.5 \quad Y_{\text{овн}} := 0.4 \quad P_{\text{мак}} := 20000$$

$$Y_{\text{осн}} := Y_0 \cdot W_{\text{нед}} = 4.73 \times 10^4$$

Ущерб внезапности

$$Y_{\text{овн}} := Y_{\text{овн}} \cdot P_{\text{мак}} = 8 \times 10^3 \text{ руб}$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{\text{огр}} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{\text{техн.бр}} := 0.9$$

Мощность нагрузки, МВт

$$P_{\text{пс}} := 20$$

Технологическая броня, МВт:

$$P_{\text{техн.бр.Пс}} := P_{\text{пс}} \cdot \sigma_{\text{техн.бр}} = 18$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{\text{Пс}} := Y_{\text{осн}} \cdot P_{\text{пс}} \cdot t_{\text{огр}} + \left( Y_{\text{осн}} + \frac{Y_{\text{овн}}}{t_{\text{огр}}} \right) \cdot P_{\text{техн.бр.Пс}} \cdot t_{\text{огр}} = 1.942 \times 10^6 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$\omega_{0.ВЛ220} := \frac{0.5}{100} \quad T_{в.вл220} := 11 \quad \omega_{пл.ВЛ220} := 2.8 \quad T_{в.пл.вл220} := 17$$

$$T_{пр.1} := \omega_{0.ВЛ220} \cdot I_1 \cdot T_{в.вл220} + \omega_{пл.ВЛ220} \cdot T_{в.пл.вл220} = 47.71$$

$$T_{пр.2} := \omega_{0.ВЛ220} \cdot I_2 \cdot T_{в.вл220} + \omega_{пл.ВЛ220} \cdot T_{в.пл.вл220} = 47.71$$

$$\omega_{0.тр220} := 0.025 \quad T_{в.тр220} := 60 \quad \omega_{тек.тр220} := 1 \quad T_{в.тек.тр220} := 30$$

$$\omega_{кап.тр220} := 0.166 \quad T_{в.кап.тр220} := 330$$

$$T_{пр.тр.220} := \omega_{0.тр220} \cdot T_{в.тр220} + \omega_{тек.тр220} \cdot T_{в.тек.тр220} + \omega_{кап.тр220} \cdot T_{в.кап.тр220} = 86.28$$

$$T_{пр.3} := T_{пр.тр.220} = 86.28$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{пр.пс} := \frac{T_{пр.1} + T_{пр.2}}{2} + T_{пр.3} = 133.99$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$У_{ПС} := \frac{У_{ПС} \cdot t_{пр.пс} \cdot 2.87}{1000} = 7.466 \times 10^5$$



Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Определим показатели надежности аналитическим методом  $I_1 := 22$   $I_2 := 22$

$$\begin{aligned} \lambda_1 &:= 0.015 & \lambda_5 &:= 0.035 & \lambda_9 &:= 0.023 \cdot I_2 \\ \lambda_2 &:= 0.035 & \lambda_6 &:= 0.002 & \lambda_{10} &:= 0.013 \\ \lambda_3 &:= 0.002 & \lambda_7 &:= 0.002 & \lambda_{11} &:= 0.013 \\ \lambda_4 &:= 0.015 & \lambda_8 &:= 0.023 \cdot I_1 \\ t_{b1} &:= 40 \div 8760 & t_{b5} &:= 60 \div 8760 & t_{b9} &:= 11 \div 8760 \\ t_{b2} &:= 60 \div 8760 & t_{b6} &:= 30 \div 8760 & t_{b10} &:= 5 \div 8760 \\ t_{b3} &:= 30 \div 8760 & t_{b7} &:= 30 \div 8760 & & \\ t_{b4} &:= 40 \div 8760 & t_{b8} &:= 11 \div 8760 & t_{b11} &:= 5 \div 8760 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_1 &:= \lambda_1 \cdot t_{b1} & q_5 &:= \lambda_5 \cdot t_{b5} & q_9 &:= \lambda_9 \cdot t_{b9} \\ q_2 &:= \lambda_2 \cdot t_{b2} & q_6 &:= \lambda_6 \cdot t_{b6} & q_{10} &:= \lambda_{10} \cdot t_{b10} \\ q_3 &:= \lambda_3 \cdot t_{b3} & q_7 &:= \lambda_7 \cdot t_{b7} & q_{11} &:= \lambda_{11} \cdot t_{b11} \\ q_4 &:= \lambda_4 \cdot t_{b4} & q_8 &:= \lambda_8 \cdot t_{b8} & & \end{aligned}$$

1. Определим параметры потока отказов, учитывая их преднамеренные отключения

$$\lambda_1 := \lambda_8 + \lambda_1 + \lambda_1 \cdot \lambda_2 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_3 \cdot (\lambda_2 + \lambda_{10}) = 0.559$$

$$\lambda_2 := \lambda_9 + \lambda_4 + \lambda_4 \cdot \lambda_5 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_6 \cdot (\lambda_5 + \lambda_{11}) = 0.559$$

2. Определим вероятность отказов

$$q_1 := q_8 + q_1 + q_1 \cdot (q_2 + q_2 + q_3) + q_3 \cdot (q_2 + q_{10}) = 7.039 \times 10^{-4}$$

$$q_2 := q_9 + q_4 + q_4 \cdot (q_5 + q_5 + q_6) + q_6 \cdot (q_5 + q_{11}) = 7.039 \times 10^{-4}$$

3 Определим среднее время восстановления каждой цепи

$$t_{B1} := \frac{q_1}{\lambda_1 - 0.044} \cdot 8760 = 11.982 \quad \text{ч}$$

$$t_{B2} := \frac{q_2}{\lambda_2 - 0.044} \cdot 8760 = 11.982 \quad \text{ч}$$

4. Определяем параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов

$$\lambda_c := \lambda_1 \cdot q_2 + \lambda_2 \cdot q_1 + \frac{(0.531 \cdot 0.14 \cdot 8 + 0.531 \cdot 0.14 \cdot 8)}{8760} = 9.222 \times 10^{-4} \quad \frac{1}{\text{год}}$$

5. Средняя вероятность отказа системы

$$K_{пр1} := 1 - e^{-40 \div t_{B2}} = 0.965$$

$$K_{пр2} := 1 - e^{-40 \div t_{B1}} = 0.965$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$q_c := q_1 \cdot q_2 + \frac{[K_{\text{пр}1} \cdot (0.14 \cdot 8) \cdot q_2 + K_{\text{пр}2} \cdot (0.14 \cdot 8) \cdot q_1]}{8760} = 6.691 \times 10^{-7}$$

6. среднее время безотказной работы системы

$$T_c := \frac{1}{\lambda_c} = 1.084 \times 10^3 \text{ лет}$$

7. Среднее время восстановления

$$t_{\text{вс}} := 8760 \cdot \frac{q_c}{\lambda_c} = 6.356 \text{ ч}$$

8. Расчетное время безотказной работы при  $\alpha$  0.1

$$T_p := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_c = 114.246$$

9. Математическое ожидание количество недоотпущенной электроэнергии

$$P_{\text{деф}} := 20000 \quad P_{\text{деф}i} := 20 \cdot 10^{-6}$$

$$W_{\text{нед}} := P_{\text{деф}} \cdot P_{\text{деф}i} \cdot 8760 = 3.504 \times 10^3 \text{ МВт}$$

10. Расчет ущерба

Определение годового ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю

$$Y_0 := 1.5 \quad Y_{\text{овн}} := 0.4 \quad P_{\text{мак}} := 5000$$

$$Y_{\text{осн}} := Y_0 \cdot W_{\text{нед}} = 5.256 \times 10^3$$

Ущерб внезапности

$$Y_{\text{овн}} := Y_{\text{овн}} \cdot P_{\text{мак}} = 2 \times 10^3 \text{ руб}$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{\text{огр}} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{\text{техн.бр}} := 0.9$$

Мощность нагрузки, МВт

$$P_{\text{пс}} := 5$$

Технологическая броня, МВт:

$$P_{\text{техн.бр.Пс}} := P_{\text{пс}} \cdot \sigma_{\text{техн.бр}} = 4.5$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{\text{Пс}} := Y_{\text{осн}} \cdot P_{\text{пс}} \cdot t_{\text{огр}} + \left( Y_{\text{осн}} + \frac{Y_{\text{овн}}}{t_{\text{огр}}} \right) \cdot P_{\text{техн.бр.Пс}} \cdot t_{\text{огр}} = 5.893 \times 10^4 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$\omega_{0.ВЛ220} := \frac{0.5}{100} \quad T_{в.вл220} := 11 \quad \omega_{пл.ВЛ220} := 2.8 \quad T_{в.пл.вл220} := 17$$

$$T_{пр.1} := \omega_{0.ВЛ220} \cdot I_1 \cdot T_{в.вл220} + \omega_{пл.ВЛ220} \cdot T_{в.пл.вл220} = 48.81$$

$$T_{пр.2} := \omega_{0.ВЛ220} \cdot I_2 \cdot T_{в.вл220} + \omega_{пл.ВЛ220} \cdot T_{в.пл.вл220} = 48.81$$

$$\omega_{0.тр220} := 0.025 \quad T_{в.тр220} := 60 \quad \omega_{тек.тр220} := 1 \quad T_{в.тек.тр220} := 30$$

$$\omega_{кап.тр220} := 0.166 \quad T_{в.кап.тр220} := 330$$

$$T_{пр.тр.220} := \omega_{0.тр220} \cdot T_{в.тр220} + \omega_{тек.тр220} \cdot T_{в.тек.тр220} + \omega_{кап.тр220} \cdot T_{в.кап.тр220} = 86.28$$

$$T_{пр.3} := T_{пр.тр.220} = 86.28$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

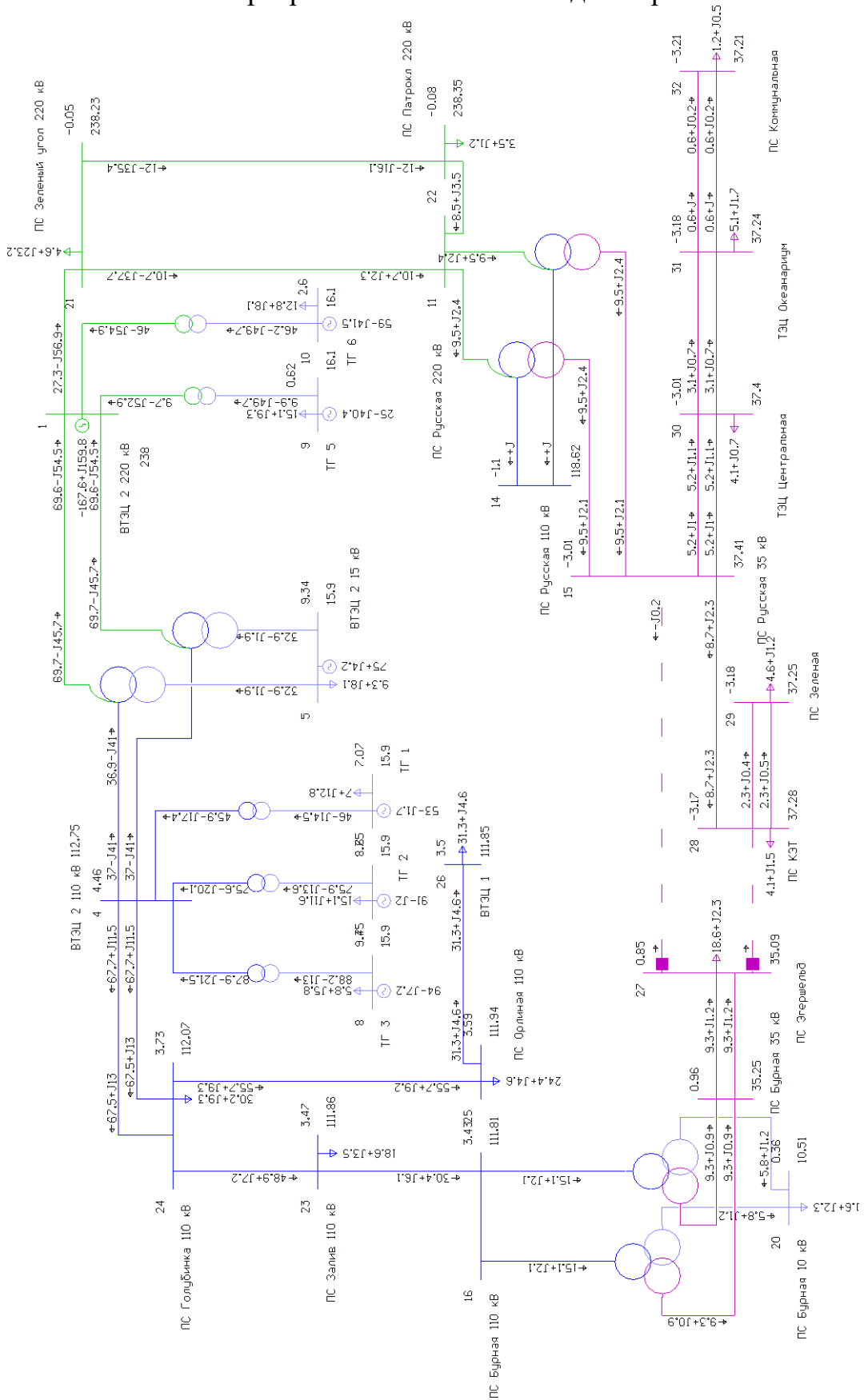
$$t_{пр.пс} := \frac{T_{пр.1} + T_{пр.2}}{2} + T_{пр.3} = 135.09$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$У_{ПС} := \frac{У_{ПС} \cdot t_{пр.пс} \cdot 2.87}{1000} = 2.285 \times 10^4$$

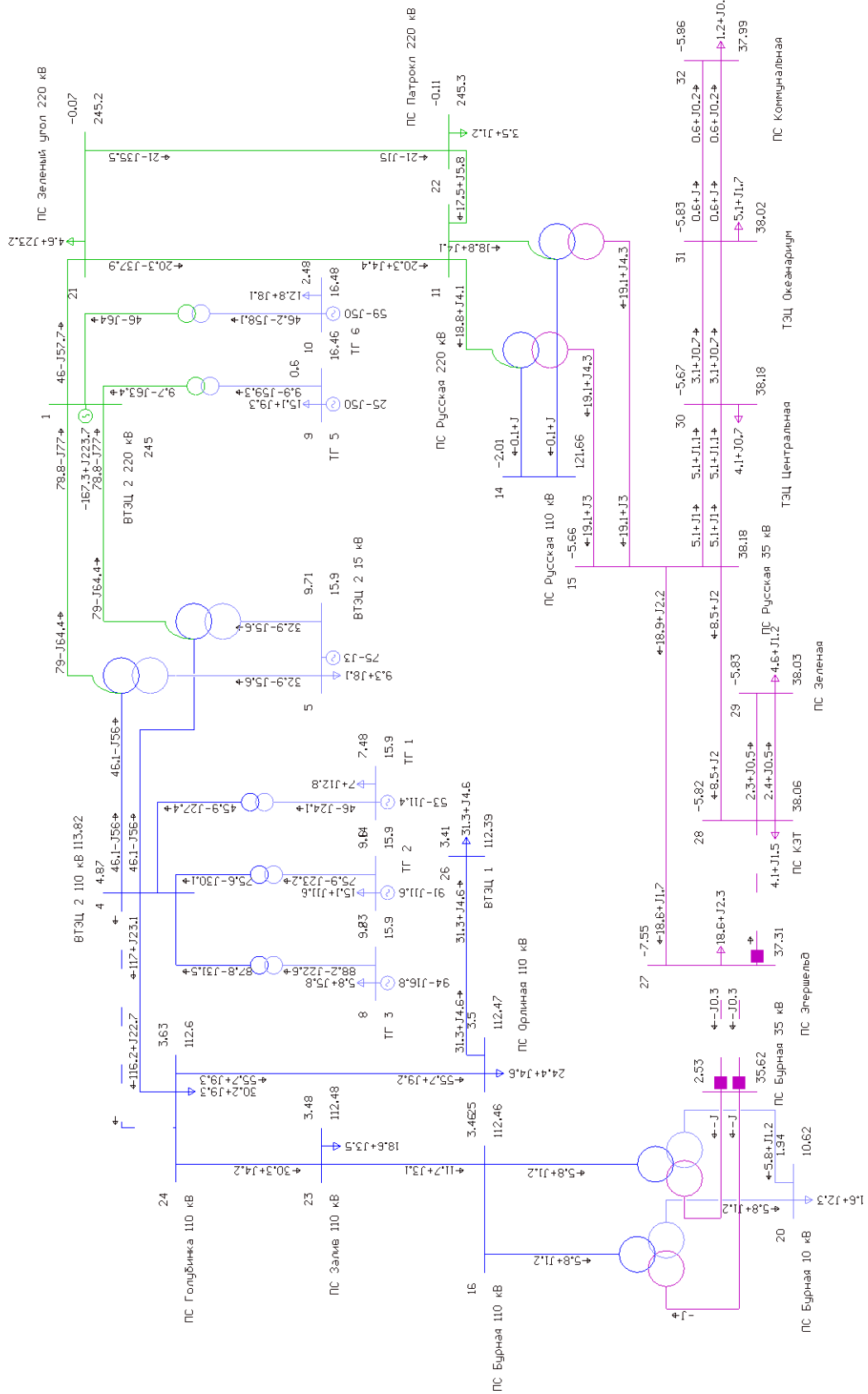


# Продолжение приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима





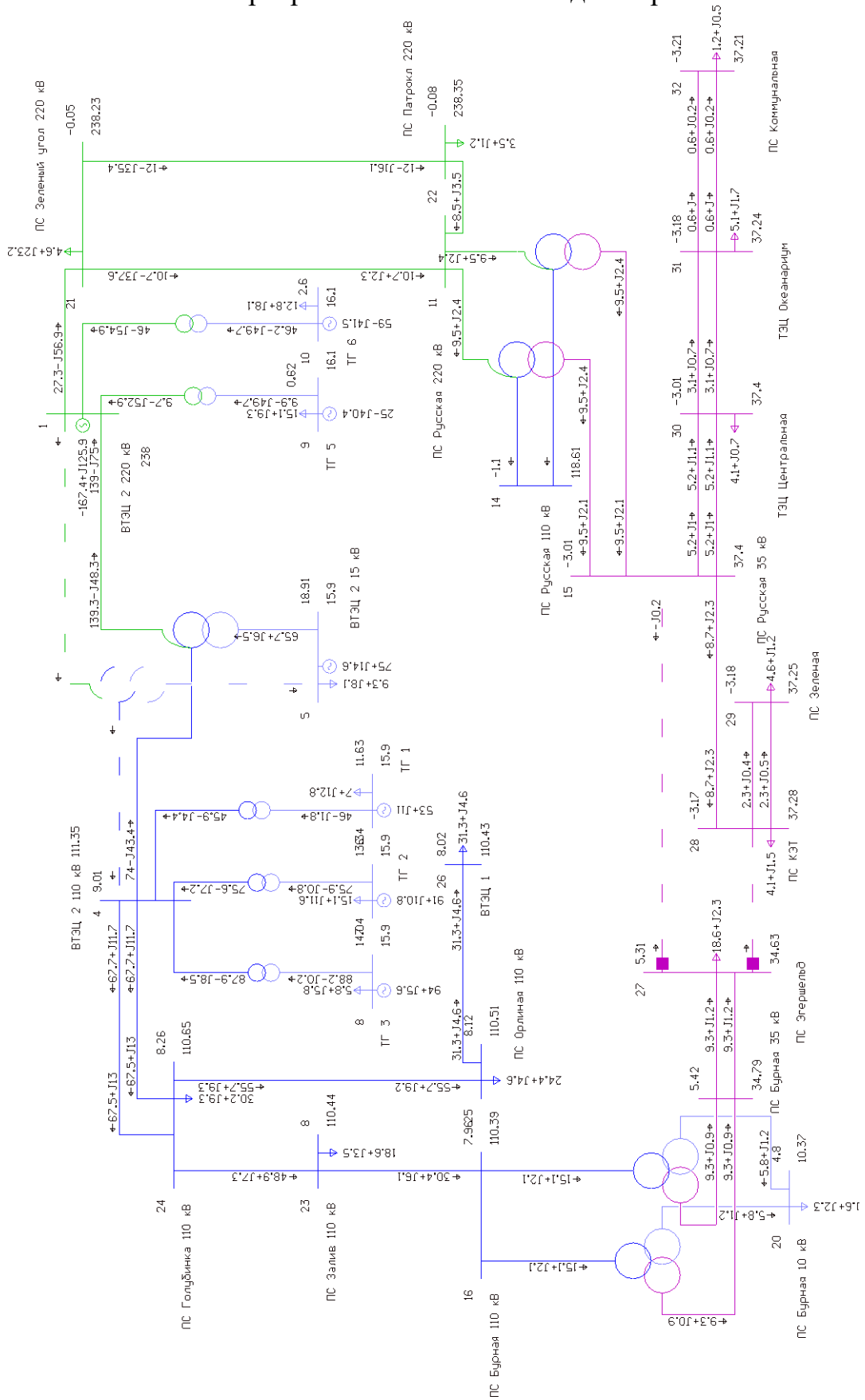
# Продолжение приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима







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



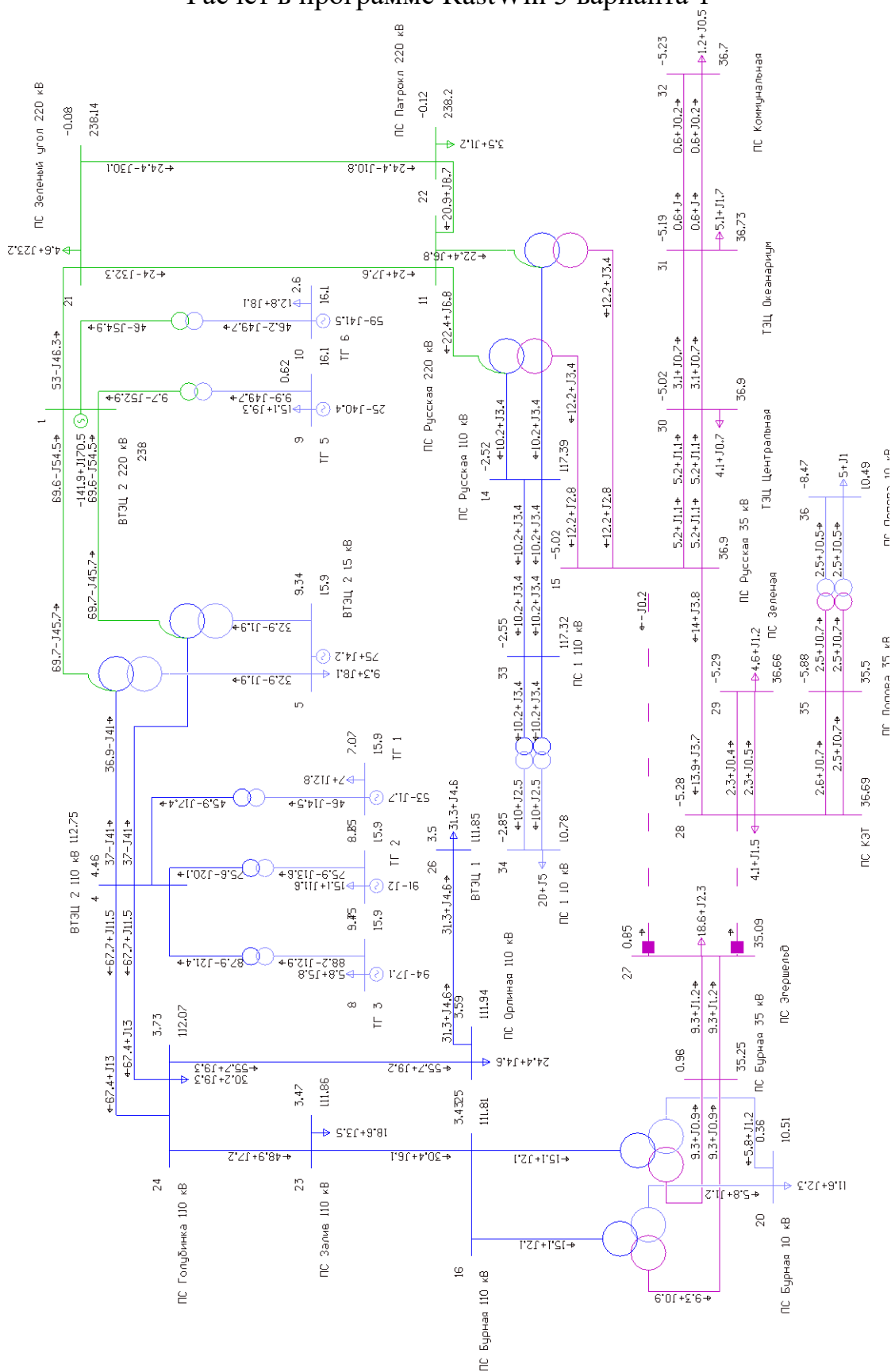
Приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Delta	V	dV
База	1	ВТЭЦ 2 220 кВ	220	1			-141,9	170,5	238				238	8,18
Нагр	2	ВТЭЦ 2 Н1	220	1								4,44	225,43	2,47
Нагр	3	ВТЭЦ 2 Н2	220	1								4,44	225,43	2,47
Нагр	4	ВТЭЦ 2 110 кВ	110	1								4,46	112,75	2,5
Ген	5	ВТЭЦ 2 15 кВ	16	1	9,3	8,1	75	4,2	15,9	-50	50	9,34	15,9	0,95
Ген	6	ТГ 1	16	1	7	12,8	53	-1,7	15,9	-50	50	7,07	15,9	0,95
Ген	7	ТГ 2	16	1	15,1	11,6	91	-2	15,9	-50	50	8,75	15,9	-0,62
Ген	8	ТГ 3	16	1	5,8	5,8	94	-7,1	15,9	-50	50	9,45	15,9	-0,62
Ген	9	ТГ 5	16	1	15,1	9,3	25	-40,4	16,1	-50	50	0,62	16,1	0,63
Ген	10	ТГ 6	16	1	12,8	8,1	59	-41,5	16,1	-50	50	2,6	16,1	0,63
Нагр	11	ПС Русская 220 кВ	220	1								-0,15	238,18	8,26
Нагр	12	ПС Русская Н1	220	1								-2,53	234,83	6,74
Нагр	13	ПС Русская Н2	220	1								-2,53	234,83	6,74
Нагр	14	ПС Русская 110 кВ	110	1								-2,52	117,39	6,72
Нагр	15	ПС Русская 35 кВ	35	1								-5,02	36,9	5,43
Нагр	16	ПС Бурная 110 кВ	110	1								3,43	111,81	1,64
Нагр	17	ПС Бурная Н1	110	1								0,96	110,91	0,83
Нагр	18	ПС Бурная Н2	110	1								0,96	110,91	0,83
Нагр	19	ПС Бурная 35 кВ	35	1								0,96	35,25	0,71
Нагр	20	ПС Бурная 10 кВ	10	1	11,6	2,3						0,36	10,51	0,1
Нагр	21	ПС Зеленый угол 220 кВ	220	1	4,6	23,2						-0,08	238,14	8,24
Нагр	22	ПС Патрокл 220 кВ	220	1	3,5	1,2						-0,12	238,2	8,27
Нагр	23	ПС Залив 110 кВ	110	1	18,6	3,5						3,47	111,86	1,69
Нагр	24	ПС Голубинка 110 кВ	110	1	30,2	9,3						3,73	112,07	1,88
Нагр	25	ПС Орлиная 110 кВ	110	1	24,4	4,6						3,59	111,94	1,76
Нагр	26	ВТЭЦ 1	110	1	31,3	4,6						3,5	111,85	1,68
Нагр	27	ПС Эгершельд	35	1	18,6	2,3						0,85	35,09	0,26
Нагр	28	ПС КЭТ	35	1	4,1	1,5						-5,28	36,69	4,83
Нагр	29	ПС Зеленая	35	1	4,6	1,2						-5,29	36,66	4,74
Нагр	30	ТЭЦ Центральная	35	1	4,1	0,7						-5,02	36,9	5,42
Нагр	31	ТЭЦ Океанариум	35	1	5,1	1,7						-5,19	36,73	4,95
Нагр	32	ПС Коммунальная	35	1	1,2	0,5						-5,23	36,7	4,87
Нагр	33	ПС 1 110 кВ	110	1								-2,55	117,32	6,65
Нагр	34	ПС 1 10 кВ	10	1	20	5						-2,85	10,78	2,68
Нагр	35	ПС Попова 35 кВ	35	1								-5,88	35,5	1,44
Нагр	36	ПС Попова 10 кВ	10	1	5	1						-8,47	10,49	-0,14

Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.
Тр-р	1	2	ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н1	0,5	59,2	11,8	1,2	1	6	1	70	-55	214		
Тр-р	2	4	ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48				0,5			37	-41	141		
Тр-р	2	5	ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 15 кВ	3,2	131			0,071			33	-5	85		
Тр-р	1	3	ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н2	0,5	59,2	11,8	1,2	1	6	1	70	-55	214		
Тр-р	3	4	ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48				0,5			37	-41	141		
Тр-р	3	5	ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 15 кВ	3,2	131			0,071			33	-5	85		
Тр-р	11	12	ПС Русская 220 кВ - ПС Русская Н1	1,4	104	6	0,8	1	6	1	-22	-8	58		
Тр-р	12	14	ПС Русская Н1 - ПС Русская 110 кВ	1,4				0,5			-10	-3	26		
Тр-р	12	15	ПС Русская Н1 - ПС Русская 35 кВ	2,8	195,6			0,159			-12	-3	31		
Тр-р	11	13	ПС Русская 220 кВ - ПС Русская Н2	1,4	104	6	0,8	1	6	1	-22	-8	58		
Тр-р	13	14	ПС Русская Н2 - ПС Русская 110 кВ	1,4				0,5			-10	-3	26		
Тр-р	13	15	ПС Русская Н2 - ПС Русская 35 кВ	2,8	195,6			0,159			-12	-3	31		
Тр-р	16	17	ПС Бурная 110 кВ - ПС Бурная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1	9	2	-15	-3	80		
Тр-р	17	19	ПС Бурная Н1 - ПС Бурная 35 кВ	0,8				0,318			-9	-1	49		
Тр-р	17	20	ПС Бурная Н1 - ПС Бурная 10 кВ	0,8	22,3			0,095			-6	-1	31		
Тр-р	16	18	ПС Бурная 110 кВ - ПС Бурная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1	9	2	-15	-3	80		
Тр-р	18	19	ПС Бурная Н2 - ПС Бурная 35 кВ	0,8				0,318			-9	-1	49		
Тр-р	18	20	ПС Бурная Н2 - ПС Бурная 10 кВ	0,8	22,3			0,095			-6	-1	31		
Тр-р	4	6	ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 1	0,37	12,3	46,9	8,2	0,143			46	-17	251		
Тр-р	4	7	ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 2	0,37	12,3	46,9	8,2	0,143			76	-20	401		
Тр-р	4	8	ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 3	0,37	12,3	46,9	8,2	0,143			88	-21	463		
Тр-р	1	9	ВТЭЦ 2 220 кВ - ТГ 5	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			10	-53	130		
Тр-р	1	10	ВТЭЦ 2 220 кВ - ТГ 6	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			46	-55	174		
ЛЭП	1	21	ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	0,34	1,18	-125,7					-53	46	171	610	28
ЛЭП	21	22	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	0,49	1,38	-340,5					-24	30	94	610	15,4
ЛЭП	21	11	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	0,93	2,57	-704,2					-24	32	98	610	16
ЛЭП	22	11	ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	0,43	1,38	-365,2					-21	12	58	610	9,6
ЛЭП	4	24	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,69	2,51	-189,1					-68	-12	354	610	58
ЛЭП	4	24	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,69	2,51	-189,1					-68	-12	354	610	58
ЛЭП	24	23	ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	0,3	1,18	-7,8					-49	-7	255	610	41,9
ЛЭП	24	25	ПС Голубинка 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	0,17	0,56	-7,1					-56	-9	291	610	47,7
ЛЭП	25	26	ПС Орлиная 110 кВ - ВТЭЦ 1	0,21	0,69	-7,3					-31	-5	163	610	26,8
ЛЭП	23	16	ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная 110 кВ	0,13	0,31	-187,9					-30	-4	160	530	30,2
ЛЭП	19	27	ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	0,56	0,32	-221,7					-9	-1	154	300	51,3
ЛЭП	19	27	ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	0,56	0,32	-221,7					-9	-1	154	300	51,3
ЛЭП	27	15	ПС Эгершельд - ПС Русская 35 кВ	2,69	3,66	-157,9							3	300	1,1
ЛЭП	27	28	ПС Эгершельд - ПС КЭТ	0,48	0,18	-91,6							2	300	0,6
ЛЭП	28	29	ПС КЭТ - ПС Зеленая	0,48	0,18	-91,6					-2	0	37	300	12,4
ЛЭП	28	15	ПС КЭТ - ПС Русская 35 кВ	0,4	0,56	-22,7					14	4	226	354	64
ЛЭП	28	29	ПС КЭТ - ПС Зеленая	0,47	0,18	-93,9					-2	0	38	300	12,7
ЛЭП	15	30	ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	0,02	0,03	-21,6					-5	-1	83	545	15,2
ЛЭП	15	30	ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	0,02	0,03	-21,6					-5	-1	83	545	15,2
ЛЭП	30	31	ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	1,47	1,68	-140					-3	-1	51	289	17,7
ЛЭП	30	31	ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	1,47	1,68	-140					-3	-1	51	289	17,7
ЛЭП	31	32	ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	1,47	1,68	-140					-1	0	10	289	3,4
ЛЭП	31	32	ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	1,47	1,68	-140					-1	0	10	289	3,4
ЛЭП	33	14	ПС 1 110 кВ - ПС Русская 110 кВ	0,5	0,85	-5,3					10	3	53	380	13,9
ЛЭП	33	14	ПС 1 110 кВ - ПС Русская 110 кВ	0,5	0,85	-5,3					10	3	53	380	13,9
ЛЭП	28	35	ПС КЭТ - ПС Попова 35 кВ	14,3	9,1						-3	-1	42	210	20,2
ЛЭП	28	35	ПС КЭТ - ПС Попова 35 кВ	14,3	9,1						-3	-1	42	210	20,2
Тр-р	33	34	ПС 1 110 кВ - ПС 1 10 кВ	0,52	7,4	64,7	14,1	0,092	11	3	-10	-3	53		
Тр-р	33	34	ПС 1 110 кВ - ПС 1 10 кВ	0,52	7,4	64,7	14,1	0,092	11	3	-10	-3	53		
Тр-р	35	36	ПС Попова 35 кВ - ПС Попова 10 кВ	2,6	23	32,6	5,5	0,3	6	4	-3	-1	42		
Тр-р	35	36	ПС Попова 35 кВ - ПС Попова 10 кВ	2,6	23	32,6	5,5	0,3	6	4	-3	-1	42		

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



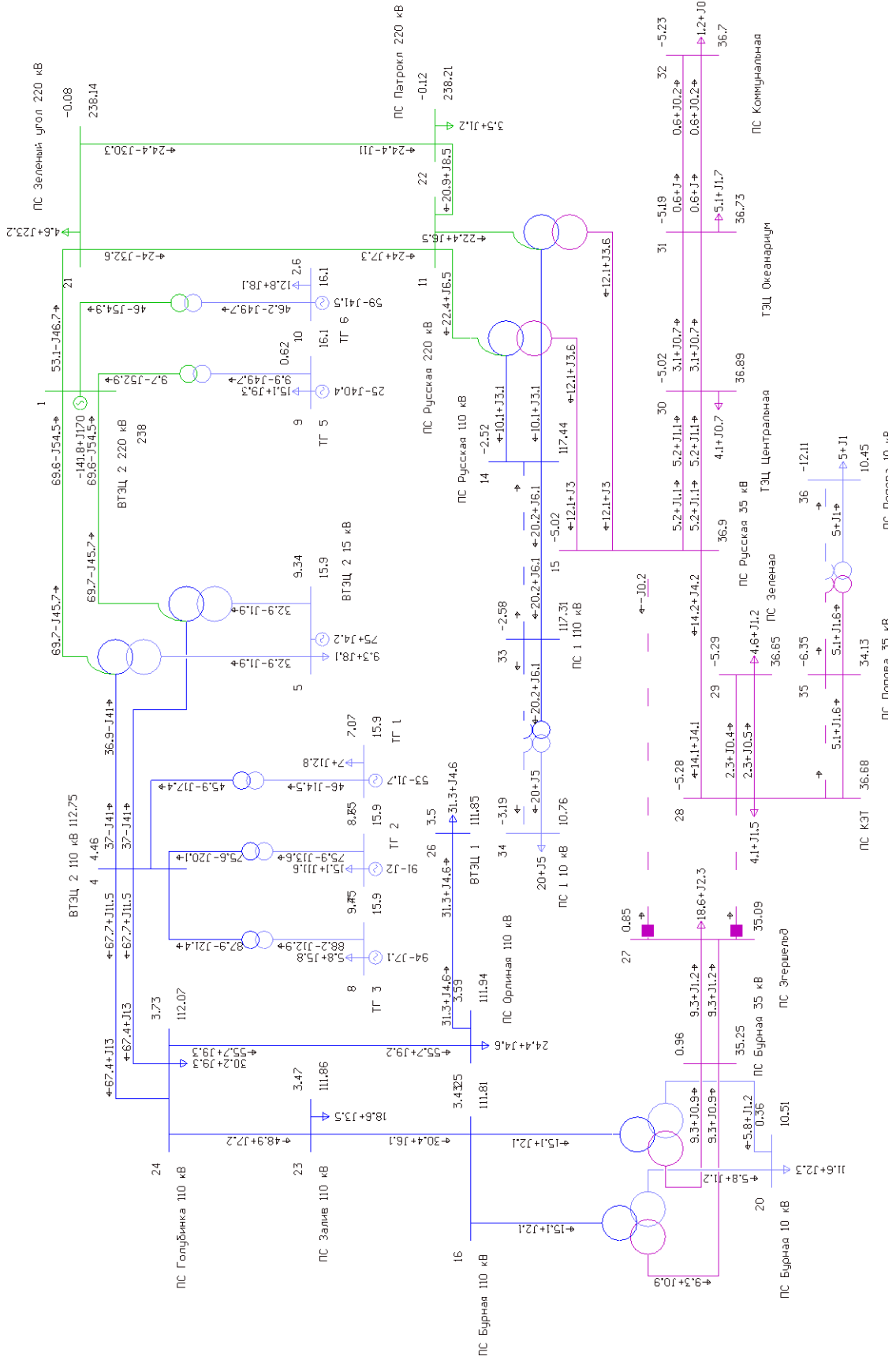
Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Delta	V	dV
База	1	ВТЭЦ 2 220 кВ	220	1			-141,8	170	238				238	8,18
Нагр	2	ВТЭЦ 2 Н1	220	1								4,44	225,43	2,47
Нагр	3	ВТЭЦ 2 Н2	220	1								4,44	225,43	2,47
Нагр	4	ВТЭЦ 2 110 кВ	110	1								4,46	112,75	2,5
Ген	5	ВТЭЦ 2 15 кВ	16	1	9,3	8,1	75	4,2	15,9	-50	50	9,34	15,9	0,95
Ген	6	ТГ 1	16	1	7	12,8	53	-1,7	15,9	-50	50	7,07	15,9	0,95
Ген	7	ТГ 2	16	1	15,1	11,6	91	-2	15,9	-50	50	8,75	15,9	-0,62
Ген	8	ТГ 3	16	1	5,8	5,8	94	-7,1	15,9	-50	50	9,45	15,9	-0,62
Ген	9	ТГ 5	16	1	15,1	9,3	25	-40,4	16,1	-50	50	0,62	16,1	0,63
Ген	10	ТГ 6	16	1	12,8	8,1	59	-41,5	16,1	-50	50	2,6	16,1	0,63
Нагр	11	ПС Русская 220 кВ	220	1								-0,15	238,18	8,26
Нагр	12	ПС Русская Н1	220	1								-2,53	234,95	6,79
Нагр	13	ПС Русская Н2	220	1								-2,53	234,95	6,79
Нагр	14	ПС Русская 110 кВ	110	1								-2,52	117,44	6,77
Нагр	15	ПС Русская 35 кВ	35	1								-5,02	36,9	5,42
Нагр	16	ПС Бурная 110 кВ	110	1								3,43	111,81	1,64
Нагр	17	ПС Бурная Н1	110	1								0,96	110,91	0,83
Нагр	18	ПС Бурная Н2	110	1								0,96	110,91	0,83
Нагр	19	ПС Бурная 35 кВ	35	1								0,96	35,25	0,71
Нагр	20	ПС Бурная 10 кВ	10	1	11,6	2,3						0,36	10,51	0,1
Нагр	21	ПС Зеленый угол 220 кВ	220	1	4,6	23,2						-0,08	238,14	8,24
Нагр	22	ПС Патрокл 220 кВ	220	1	3,5	1,2						-0,12	238,21	8,28
Нагр	23	ПС Залив 110 кВ	110	1	18,6	3,5						3,47	111,86	1,69
Нагр	24	ПС Голубинка 110 кВ	110	1	30,2	9,3						3,73	112,07	1,88
Нагр	25	ПС Орлиная 110 кВ	110	1	24,4	4,6						3,59	111,94	1,76
Нагр	26	ВТЭЦ 1	110	1	31,3	4,6						3,5	111,85	1,68
Нагр	27	ПС Эгершельд	35	1	18,6	2,3						0,85	35,09	0,26
Нагр	28	ПС КЭТ	35	1	4,1	1,5						-5,28	36,68	4,8
Нагр	29	ПС Зеленая	35	1	4,6	1,2						-5,29	36,65	4,71
Нагр	30	ТЭЦ Центральная	35	1	4,1	0,7						-5,02	36,89	5,41
Нагр	31	ТЭЦ Океанариум	35	1	5,1	1,7						-5,19	36,73	4,94
Нагр	32	ПС Коммунальная	35	1	1,2	0,5						-5,23	36,7	4,86
Нагр	33	ПС 1 110 кВ	110	1								-2,58	117,31	6,65
Нагр	34	ПС 1 10 кВ	10	1	20	5						-3,19	10,76	2,49
Нагр	35	ПС Попова 35 кВ	35	1								-6,35	34,13	-2,5
Нагр	36	ПС Попова 10 кВ	10	1	5	1						-12,11	10,45	-0,49

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

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.
Тр-р	1	2	ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н1	0,5	59,2	11,8	1,2	1	6	1	70	-55	214		
Тр-р	2	4	ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48				0,5			37	-41	141		
Тр-р	2	5	ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 15 кВ	3,2	131			0,071			33	-5	85		
Тр-р	1	3	ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н2	0,5	59,2	11,8	1,2	1	6	1	70	-55	214		
Тр-р	3	4	ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48				0,5			37	-41	141		
Тр-р	3	5	ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 15 кВ	3,2	131			0,071			33	-5	85		
Тр-р	11	12	ПС Русская 220 кВ - ПС Русская Н1	1,4	104	6	0,8	1	6	1	-22	-8	58		
Тр-р	12	14	ПС Русская Н1 - ПС Русская 110 кВ	1,4				0,5			-10	-3	26		
Тр-р	12	15	ПС Русская Н1 - ПС Русская 35 кВ	2,8	195,6			0,159			-12	-4	31		
Тр-р	11	13	ПС Русская 220 кВ - ПС Русская Н2	1,4	104	6	0,8	1	6	1	-22	-8	58		
Тр-р	13	14	ПС Русская Н2 - ПС Русская 110 кВ	1,4				0,5			-10	-3	26		
Тр-р	13	15	ПС Русская Н2 - ПС Русская 35 кВ	2,8	195,6			0,159			-12	-4	31		
Тр-р	16	17	ПС Бурная 110 кВ - ПС Бурная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1	9	2	-15	-3	80		
Тр-р	17	19	ПС Бурная Н1 - ПС Бурная 35 кВ	0,8				0,318			-9	-1	49		
Тр-р	17	20	ПС Бурная Н1 - ПС Бурная 10 кВ	0,8	22,3			0,095			-6	-1	31		
Тр-р	16	18	ПС Бурная 110 кВ - ПС Бурная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1	9	2	-15	-3	80		
Тр-р	18	19	ПС Бурная Н2 - ПС Бурная 35 кВ	0,8				0,318			-9	-1	49		
Тр-р	18	20	ПС Бурная Н2 - ПС Бурная 10 кВ	0,8	22,3			0,095			-6	-1	31		
Тр-р	4	6	ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 1	0,37	12,3	46,9	8,2	0,143			46	-17	251		
Тр-р	4	7	ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 2	0,37	12,3	46,9	8,2	0,143			76	-20	401		
Тр-р	4	8	ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 3	0,37	12,3	46,9	8,2	0,143			88	-21	463		
Тр-р	1	9	ВТЭЦ 2 220 кВ - ТГ 5	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			10	-53	130		
Тр-р	1	10	ВТЭЦ 2 220 кВ - ТГ 6	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			46	-55	174		
ЛЭП	1	21	ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	0,34	1,18	-125,7					-53	47	172	610	28,1
ЛЭП	21	22	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	0,49	1,38	-340,5					-24	30	94	610	15,5
ЛЭП	21	11	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	0,93	2,57	-704,2					-24	33	98	610	16,1
ЛЭП	22	11	ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	0,43	1,38	-365,2					-21	12	59	610	9,6
ЛЭП	4	24	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,69	2,51	-189,1					-68	-12	354	610	58
ЛЭП	4	24	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,69	2,51	-189,1					-68	-12	354	610	58
ЛЭП	24	23	ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	0,3	1,18	-7,8					-49	-7	255	610	41,9
ЛЭП	24	25	ПС Голубинка 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	0,17	0,56	-7,1					-56	-9	291	610	47,7
ЛЭП	25	26	ПС Орлиная 110 кВ - ВТЭЦ 1	0,21	0,69	-7,3					-31	-5	163	610	26,8
ЛЭП	23	16	ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная 110 кВ	0,13	0,31	-187,9					-30	-4	160	530	30,2
ЛЭП	19	27	ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	0,56	0,32	-221,7					-9	-1	154	300	51,3
ЛЭП	19	27	ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	0,56	0,32	-221,7					-9	-1	154	300	51,3
ЛЭП	27	15	ПС Эгершельд - ПС Русская 35 кВ	2,69	3,66	-157,9							3	300	1,1
ЛЭП	27	28	ПС Эгершельд - ПС КЭТ	0,48	0,18	-91,6							2	300	0,6
ЛЭП	28	29	ПС КЭТ - ПС Зеленая	0,48	0,18	-91,6					-2	0	37	300	12,4
ЛЭП	28	15	ПС КЭТ - ПС Русская 35 кВ	0,4	0,56	-22,7					14	4	232	354	65,5
ЛЭП	28	29	ПС КЭТ - ПС Зеленая	0,47	0,18	-93,9					-2	0	38	300	12,7
ЛЭП	15	30	ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	0,02	0,03	-21,6					-5	-1	83	545	15,3
ЛЭП	15	30	ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	0,02	0,03	-21,6					-5	-1	83	545	15,3
ЛЭП	30	31	ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	1,47	1,68	-140					-3	-1	51	289	17,7
ЛЭП	30	31	ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	1,47	1,68	-140					-3	-1	51	289	17,7
ЛЭП	31	32	ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	1,47	1,68	-140					-1	0	10	289	3,4
ЛЭП	31	32	ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	1,47	1,68	-140					-1	0	10	289	3,4
ЛЭП	33	14	ПС 1 110 кВ - ПС Русская 110 кВ	0,5	0,85	-5,3								380	
ЛЭП	33	14	ПС 1 110 кВ - ПС Русская 110 кВ	0,5	0,85	-5,3					20	6	104	380	27,3
ЛЭП	28	35	ПС КЭТ - ПС Попова 35 кВ	14,3	9,1									210	
ЛЭП	28	35	ПС КЭТ - ПС Попова 35 кВ	14,3	9,1						-5	-2	90	210	42,8
Тр-р	33	34	ПС 1 110 кВ - ПС 1 10 кВ	0,52	7,4	64,7	14,1	0,092	11	3					
Тр-р	33	34	ПС 1 110 кВ - ПС 1 10 кВ	0,52	7,4	64,7	14,1	0,092	11	3	-20	-6	104		
Тр-р	35	36	ПС Попова 35 кВ - ПС Попова 10 кВ	2,6	23	32,6	5,5	0,318	2	4					
Тр-р	35	36	ПС Попова 35 кВ - ПС Попова 10 кВ	2,6	23	32,6	5,5	0,318	2	4	-5	-2	90		

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



Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

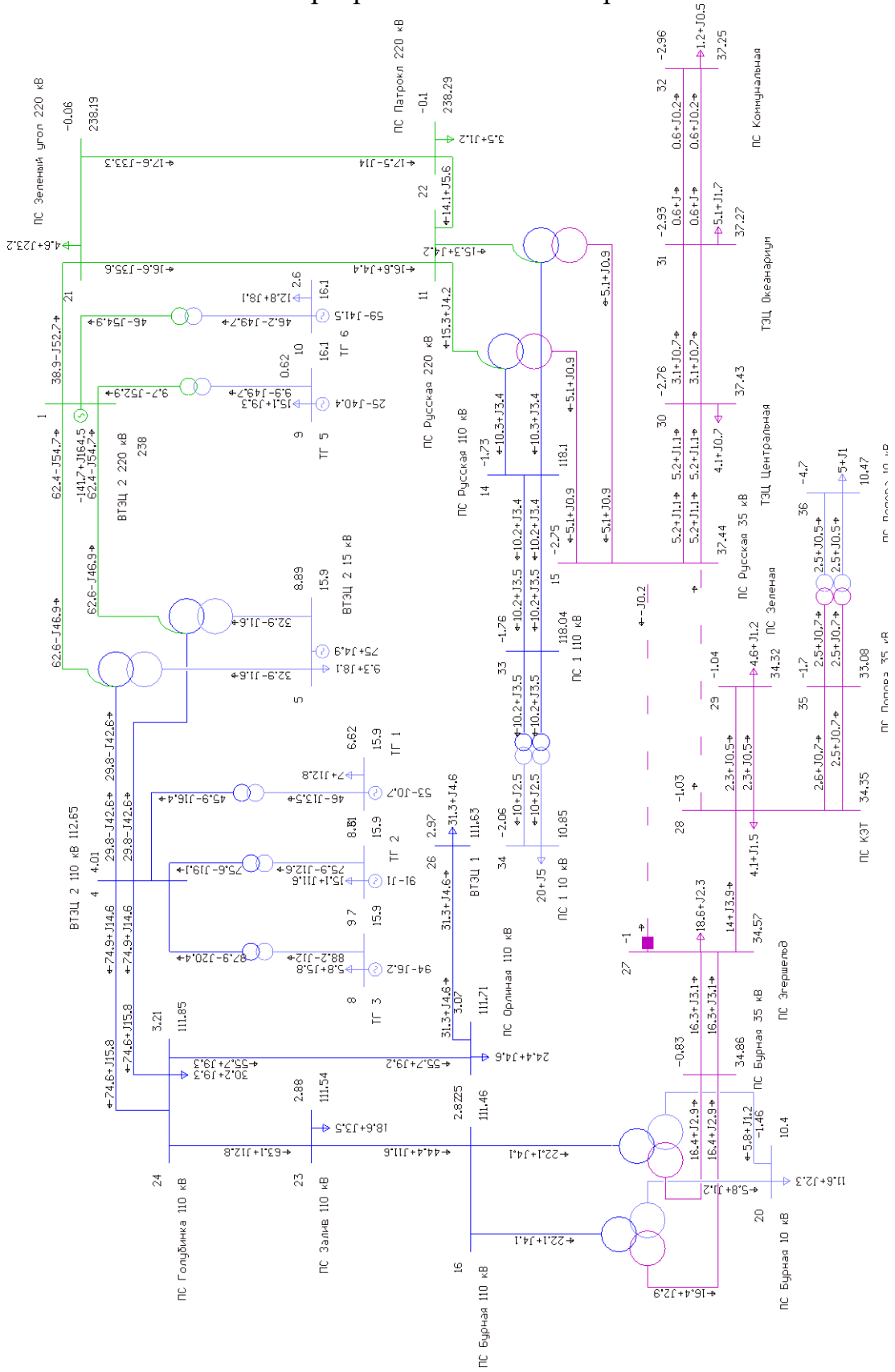
Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Delta	V	dV
База	1	ВТЭЦ 2 220 кВ	220	1			-141,7	164,5	238				238	8,18
Нагр	2	ВТЭЦ 2 Н1	220	1								3,99	225,23	2,38
Нагр	3	ВТЭЦ 2 Н2	220	1								3,99	225,23	2,38
Нагр	4	ВТЭЦ 2 110 кВ	110	1								4,01	112,65	2,41
Ген	5	ВТЭЦ 2 15 кВ	16	1	9,3	8,1	75	4,9	15,9	-50	50	8,89	15,9	0,95
Ген	6	ТГ 1	16	1	7	12,8	53	-0,7	15,9	-50	50	6,62	15,9	0,95
Ген	7	ТГ 2	16	1	15,1	11,6	91	-1	15,9	-50	50	8,31	15,9	-0,62
Ген	8	ТГ 3	16	1	5,8	5,8	94	-6,2	15,9	-50	50	9	15,9	-0,62
Ген	9	ТГ 5	16	1	15,1	9,3	25	-40,4	16,1	-50	50	0,62	16,1	0,63
Ген	10	ТГ 6	16	1	12,8	8,1	59	-41,5	16,1	-50	50	2,6	16,1	0,63
Нагр	11	ПС Русская 220 кВ	220	1								-0,12	238,29	8,31
Нагр	12	ПС Русская Н1	220	1								-1,73	236,27	7,39
Нагр	13	ПС Русская Н2	220	1								-1,73	236,27	7,39
Нагр	14	ПС Русская 110 кВ	110	1								-1,73	118,1	7,37
Нагр	15	ПС Русская 35 кВ	35	1								-2,75	37,44	6,97
Нагр	16	ПС Бурная 110 кВ	110	1								2,82	111,46	1,33
Нагр	17	ПС Бурная Н1	110	1								-0,85	109,74	-0,23
Нагр	18	ПС Бурная Н2	110	1								-0,85	109,74	-0,23
Нагр	19	ПС Бурная 35 кВ	35	1								-0,83	34,86	-0,4
Нагр	20	ПС Бурная 10 кВ	10	1	11,6	2,3						-1,46	10,4	-0,97
Нагр	21	ПС Зеленый угол 220 кВ	220	1	4,6	23,2						-0,06	238,19	8,27
Нагр	22	ПС Патрокл 220 кВ	220	1	3,5	1,2						-0,1	238,29	8,31
Нагр	23	ПС Залив 110 кВ	110	1	18,6	3,5						2,88	111,54	1,4
Нагр	24	ПС Голубинка 110 кВ	110	1	30,2	9,3						3,21	111,85	1,68
Нагр	25	ПС Орлиная 110 кВ	110	1	24,4	4,6						3,07	111,71	1,56
Нагр	26	ВТЭЦ 1	110	1	31,3	4,6						2,97	111,63	1,48
Нагр	27	ПС Эгершельд	35	1	18,6	2,3						-1	34,57	-1,23
Нагр	28	ПС КЭТ	35	1	4,1	1,5						-1,03	34,35	-1,85
Нагр	29	ПС Зеленая	35	1	4,6	1,2						-1,04	34,32	-1,95
Нагр	30	ТЭЦ Центральная	35	1	4,1	0,7						-2,76	37,43	6,96
Нагр	31	ТЭЦ Океанариум	35	1	5,1	1,7						-2,93	37,27	6,5
Нагр	32	ПС Коммунальная	35	1	1,2	0,5						-2,96	37,25	6,41
Нагр	33	ПС 1 110 кВ	110	1								-1,76	118,04	7,3
Нагр	34	ПС 1 10 кВ	10	1	20	5						-2,06	10,85	3,31
Нагр	35	ПС Попова 35 кВ	35	1								-1,7	33,08	-5,5
Нагр	36	ПС Попова 10 кВ	10	1	5	1						-4,7	10,47	-0,25



Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.
Тр-р	1	2	ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н1	0,5	59,2	11,8	1,2	1	6	1	62	-55	201		
Тр-р	2	4	ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48				0,5			30	-43	133		
Тр-р	2	5	ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 15 кВ	3,2	131			0,071			33	-4	85		
Тр-р	1	3	ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н2	0,5	59,2	11,8	1,2	1	6	1	62	-55	201		
Тр-р	3	4	ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48				0,5			30	-43	133		
Тр-р	3	5	ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 15 кВ	3,2	131			0,071			33	-4	85		
Тр-р	11	12	ПС Русская 220 кВ - ПС Русская Н1	1,4	104	6	0,8	1	6	1	-15	-5	39		
Тр-р	12	14	ПС Русская Н1 - ПС Русская 110 кВ	1,4				0,5			-10	-3	26		
Тр-р	12	15	ПС Русская Н1 - ПС Русская 35 кВ	2,8	195,6			0,159			-5	-1	13		
Тр-р	11	13	ПС Русская 220 кВ - ПС Русская Н2	1,4	104	6	0,8	1	6	1	-15	-5	39		
Тр-р	13	14	ПС Русская Н2 - ПС Русская 110 кВ	1,4				0,5			-10	-3	26		
Тр-р	13	15	ПС Русская Н2 - ПС Русская 35 кВ	2,8	195,6			0,159			-5	-1	13		
Тр-р	16	17	ПС Бурная 110 кВ - ПС Бурная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1	9	2	-22	-6	119		
Тр-р	17	19	ПС Бурная Н1 - ПС Бурная 35 кВ	0,8				0,318			-16	-3	88		
Тр-р	17	20	ПС Бурная Н1 - ПС Бурная 10 кВ	0,8	22,3			0,095			-6	-1	31		
Тр-р	16	18	ПС Бурная 110 кВ - ПС Бурная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1	9	2	-22	-6	119		
Тр-р	18	19	ПС Бурная Н2 - ПС Бурная 35 кВ	0,8				0,318			-16	-3	88		
Тр-р	18	20	ПС Бурная Н2 - ПС Бурная 10 кВ	0,8	22,3			0,095			-6	-1	31		
Тр-р	4	6	ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 1	0,37	12,3	46,9	8,2	0,143			46	-16	250		
Тр-р	4	7	ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 2	0,37	12,3	46,9	8,2	0,143			76	-19	400		
Тр-р	4	8	ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 3	0,37	12,3	46,9	8,2	0,143			88	-20	462		
Тр-р	1	9	ВТЭЦ 2 220 кВ - ТГ 5	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			10	-53	130		
Тр-р	1	10	ВТЭЦ 2 220 кВ - ТГ 6	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			46	-55	174		
ЛЭП	1	21	ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	0,34	1,18	-125,7					-39	53	159	610	26
ЛЭП	21	22	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	0,49	1,38	-340,5					-18	33	91	610	15
ЛЭП	21	11	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	0,93	2,57	-704,2					-17	36	95	610	15,6
ЛЭП	22	11	ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	0,43	1,38	-365,2					-14	15	50	610	8,2
ЛЭП	4	24	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,69	2,51	-189,1					-75	-15	393	610	64,5
ЛЭП	4	24	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,69	2,51	-189,1					-75	-15	393	610	64,5
ЛЭП	24	23	ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	0,3	1,18	-7,8					-63	-13	333	610	54,6
ЛЭП	24	25	ПС Голубинка 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	0,17	0,56	-7,1					-56	-9	292	610	47,8
ЛЭП	25	26	ПС Орлиная 110 кВ - ВТЭЦ 1	0,21	0,69	-7,3					-31	-5	164	610	26,8
ЛЭП	23	16	ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная 110 кВ	0,13	0,31	-187,9					-44	-9	238	530	44,9
ЛЭП	19	27	ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	0,56	0,32	-221,7					-16	-3	277	300	92,2
ЛЭП	19	27	ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	0,56	0,32	-221,7					-16	-3	277	300	92,2
ЛЭП	27	15	ПС Эгершельд - ПС Русская 35 кВ	2,69	3,66	-157,9							3	300	1,1
ЛЭП	27	28	ПС Эгершельд - ПС КЭТ	0,48	0,18	-91,6					-14	-4	243	300	81
ЛЭП	28	29	ПС КЭТ - ПС Зеленая	0,48	0,18	-91,6					-2	0	40	300	13,3
ЛЭП	28	15	ПС КЭТ - ПС Русская 35 кВ	0,4	0,56	-22,7								354	
ЛЭП	28	29	ПС КЭТ - ПС Зеленая	0,47	0,18	-93,9					-2	0	41	300	13,5
ЛЭП	15	30	ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	0,02	0,03	-21,6					-5	-1	82	545	15
ЛЭП	15	30	ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	0,02	0,03	-21,6					-5	-1	82	545	15
ЛЭП	30	31	ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	1,47	1,68	-140					-3	-1	50	289	17,5
ЛЭП	30	31	ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	1,47	1,68	-140					-3	-1	50	289	17,5
ЛЭП	31	32	ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	1,47	1,68	-140					-1	0	10	289	3,4
ЛЭП	31	32	ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	1,47	1,68	-140					-1	0	10	289	3,4
ЛЭП	33	14	ПС 1 110 кВ - ПС Русская 110 кВ	0,5	0,85	-5,3					10	3	53	380	13,9
ЛЭП	33	14	ПС 1 110 кВ - ПС Русская 110 кВ	0,5	0,85	-5,3					10	3	53	380	13,9
ЛЭП	28	35	ПС КЭТ - ПС Попова 35 кВ	14,3	9,1						-3	-1	46	210	21,7
ЛЭП	28	35	ПС КЭТ - ПС Попова 35 кВ	14,3	9,1						-3	-1	46	210	21,7
Тр-р	33	34	ПС 1 110 кВ - ПС 1 10 кВ	0,52	7,4	64,7	14,1	0,092	11	3	-10	-3	53		
Тр-р	33	34	ПС 1 110 кВ - ПС 1 10 кВ	0,52	7,4	64,7	14,1	0,092	11	3	-10	-3	53		
Тр-р	35	36	ПС Попова 35 кВ - ПС Попова 10 кВ	2,6	23	32,6	5,5	0,322	1	4	-3	-1	46		
Тр-р	35	36	ПС Попова 35 кВ - ПС Попова 10 кВ	2,6	23	32,6	5,5	0,322	1	4	-3	-1	46		

# 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	ВТЭЦ 2 220 кВ		220
зак	2	ВТЭЦ 2 Н1		220
зак	3	ВТЭЦ 2 Н2		220
у	4	ВТЭЦ 2 110 кВ		110
у	5	ВТЭЦ 2 15 кВ		16
у	6	ТГ 1		16
у	7	ТГ 2		16
у	8	ТГ 3		16
у	9	ТГ 5		16
у	10	ТГ 6		16
у	11	ПС Русская 220 кВ		220
зак	12	ПС Русская Н1		220
зак	13	ПС Русская Н2		220
у	14	ПС Русская 110 кВ		110
у	15	ПС Русская 35 кВ		35
у	16	ПС Бурная 110 кВ		110
зак	17	ПС Бурная Н1		110
зак	18	ПС Бурная Н2		110
у	19	ПС Бурная 35 кВ		35
у	20	ПС Бурная 10 кВ		10
у	21	ПС Зеленый угол 220 кВ		220
у	22	ПС Патрокл 220 кВ		220
у	23	ПС Залив 110 кВ		110
у	24	ПС Голубинка 110 кВ		110
у	25	ПС Орлиная 110 кВ		110
у	26	ВТЭЦ 1		110
у	27	ПС Эгершельд		35
у	28	ПС КЭТ		35
у	29	ПС Зеленая		35
у	30	ТЭЦ Центральная		35
у	31	ТЭЦ Океанариум		35
у	32	ПС Коммунальная		35
у	33	ПС 1 110 кВ		110
у	34	ПС 1 10 кВ		10
у	35	ПС Попова 35 кВ		35
у	36	ПС Попова 10 кВ		10

Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Kт/i	Kт/r	r0	x0
Тр-р		Тр-р	1	2		ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н1	0,5	59,2		1,2	11,8		1	59,2
Тр-р		Тр-р	2	4		ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48						0,5	
Тр-р		Тр-р	2	5		ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 15 кВ	3,2	131					0,071	131
Тр-р		Тр-р	1	3		ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н2	0,5	59,2		1,2	11,8		1	59,2
Тр-р		Тр-р	3	4		ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48						0,5	
Тр-р		Тр-р	3	5		ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 15 кВ	3,2	131					0,071	131
Тр-р		Тр-р	11	12		ПС Русская 220 кВ - ПС Русская Н1	1,4	104		0,8	6		1	104
Тр-р		Тр-р	12	14		ПС Русская Н1 - ПС Русская 110 кВ	1,4						0,5	
Тр-р		Тр-р	12	15		ПС Русская Н1 - ПС Русская 35 кВ	2,8	195,6					0,159	195,6
Тр-р		Тр-р	11	13		ПС Русская 220 кВ - ПС Русская Н2	1,4	104		0,8	6		1	104
Тр-р		Тр-р	13	14		ПС Русская Н2 - ПС Русская 110 кВ	1,4						0,5	
Тр-р		Тр-р	13	15		ПС Русская Н2 - ПС Русская 35 кВ	2,8	195,6					0,159	195,6
Тр-р		Тр-р	16	17		ПС Бурная 110 кВ - ПС Бурная Н1	0,8	35,5		3,2	18,1		1	35,5
Тр-р		Тр-р	17	19		ПС Бурная Н1 - ПС Бурная 35 кВ	0,8						0,318	
Тр-р		Тр-р	17	20		ПС Бурная Н1 - ПС Бурная 10 кВ	0,8	22,3					0,095	22,3
Тр-р		Тр-р	16	18		ПС Бурная 110 кВ - ПС Бурная Н2	0,8	35,5		3,2	18,1		1	35,5
Тр-р		Тр-р	18	19		ПС Бурная Н2 - ПС Бурная 35 кВ	0,8						0,318	
Тр-р		Тр-р	18	20		ПС Бурная Н2 - ПС Бурная 10 кВ	0,8	22,3					0,095	22,3
Тр-р		Тр-р	4	6		ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 1	0,37	12,3		8,2	46,9		0,143	12,3
Тр-р		Тр-р	4	7		ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 2	0,37	12,3		8,2	46,9		0,143	12,3
Тр-р		Тр-р	4	8		ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 3	0,37	12,3		8,2	46,9		0,143	12,3
Тр-р		Тр-р	1	9		ВТЭЦ 2 220 кВ - ТГ 5	1,4	51,5		2,3	10,6		0,071	51,5
Тр-р		Тр-р	1	10		ВТЭЦ 2 220 кВ - ТГ 6	1,4	51,5		2,3	10,6		0,071	51,5
ЛЭП		ЛЭП	1	21		ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	0,34	1,18			-125,7			3,54
ЛЭП		ЛЭП	21	22		ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	0,49	1,38			-340,5			4,14
ЛЭП		ЛЭП	21	11		ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	0,93	2,57			-704,2			7,71
ЛЭП		ЛЭП	22	11		ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	0,43	1,38			-365,2			4,14
ЛЭП		ЛЭП	4	24		ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,69	2,51			-189,1			7,53
ЛЭП		ЛЭП	4	24		ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,69	2,51			-189,1			7,53
ЛЭП		ЛЭП	24	23		ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	0,3	1,18			-7,8			3,54
ЛЭП		ЛЭП	24	25		ПС Голубинка 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	0,17	0,56			-7,1			1,68
ЛЭП		ЛЭП	25	26		ПС Орлиная 110 кВ - ВТЭЦ 1	0,21	0,69			-7,3			2,07
ЛЭП		ЛЭП	23	16		ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная 110 кВ	0,13	0,31			-187,9			0,93
ЛЭП		ЛЭП	19	27		ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	0,56	0,32			-221,7			0,96
ЛЭП		ЛЭП	19	27		ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	0,56	0,32			-221,7			0,96
ЛЭП		ЛЭП	27	15		ПС Эгершельд - ПС Русская 35 кВ	2,69	3,66			-157,9			10,98
ЛЭП		ЛЭП	27	28		ПС Эгершельд - ПС КЭТ	0,48	0,18			-91,6			0,54
ЛЭП		ЛЭП	28	29		ПС КЭТ - ПС Зеленая	0,48	0,18			-91,6			0,54
ЛЭП		ЛЭП	28	15		ПС КЭТ - ПС Русская 35 кВ	0,4	0,56			-22,7			1,68
ЛЭП		ЛЭП	28	29		ПС КЭТ - ПС Зеленая	0,47	0,18			-93,9			0,54
ЛЭП		ЛЭП	15	30		ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	0,02	0,03			-21,6			0,09
ЛЭП		ЛЭП	15	30		ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	0,02	0,03			-21,6			0,09
ЛЭП		ЛЭП	30	31		ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	1,47	1,68			-140			5,04
ЛЭП		ЛЭП	30	31		ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	1,47	1,68			-140			5,04
ЛЭП		ЛЭП	31	32		ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	1,47	1,68			-140			5,04
ЛЭП		ЛЭП	31	32		ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	1,47	1,68			-140			5,04
ЛЭП		ЛЭП	33	14		ПС 1 110 кВ - ПС Русская 110 кВ	0,5	0,85			-5,3			2,562
ЛЭП		ЛЭП	33	14		ПС 1 110 кВ - ПС Русская 110 кВ	0,5	0,85			-5,3			2,562
ЛЭП		ЛЭП	28	35		ПС КЭТ - ПС Попова 35 кВ	14,3	9,1						27,3
ЛЭП		ЛЭП	28	35		ПС КЭТ - ПС Попова 35 кВ	14,3	9,1						27,3
Тр-р		Тр-р	33	34		ПС 1 110 кВ - ПС 1 10 кВ	0,52	7,4		14,1	64,7		0,092	7,4
Тр-р		Тр-р	33	34		ПС 1 110 кВ - ПС 1 10 кВ	0,52	7,4		14,1	64,7		0,092	7,4
Тр-р		Тр-р	35	36		ПС Попова 35 кВ - ПС Попова 10 кВ	2,6	23		5,5	32,6		0,3	23
Тр-р		Тр-р	35	36		ПС Попова 35 кВ - ПС Попова 10 кВ	2,6	23		5,5	32,6		0,3	23

Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

№	№ сост	Тип	П 1	l 1	dl 1	l 2	dl 2	l 0	dl 0
1	1	3φ	33	4,4981	-86,81	0		0	
1	1	2φ	33	2,249	-86,81	-2,249	-86,81	0	
1	1	1φ1φ	33	4,1536	-87,04	-0,3449	-84,06	-3,8092	-87,31
1	1	1φ	33	2,1518	-86,95	2,1518	-86,95	2,1518	-86,95
1	1	3φ	34	14,6274	-81,98	0		0	
1	1	2φ	34	7,3137	-81,98	-7,3137	-81,98	0	
1	1	1φ	34	4,5613	-85,02	4,5613	-85,02	4,5613	-85,02
1	1	1φ1φ	34	9,443	-83,27	-5,1912	-79,64	-4,2749	-87,68

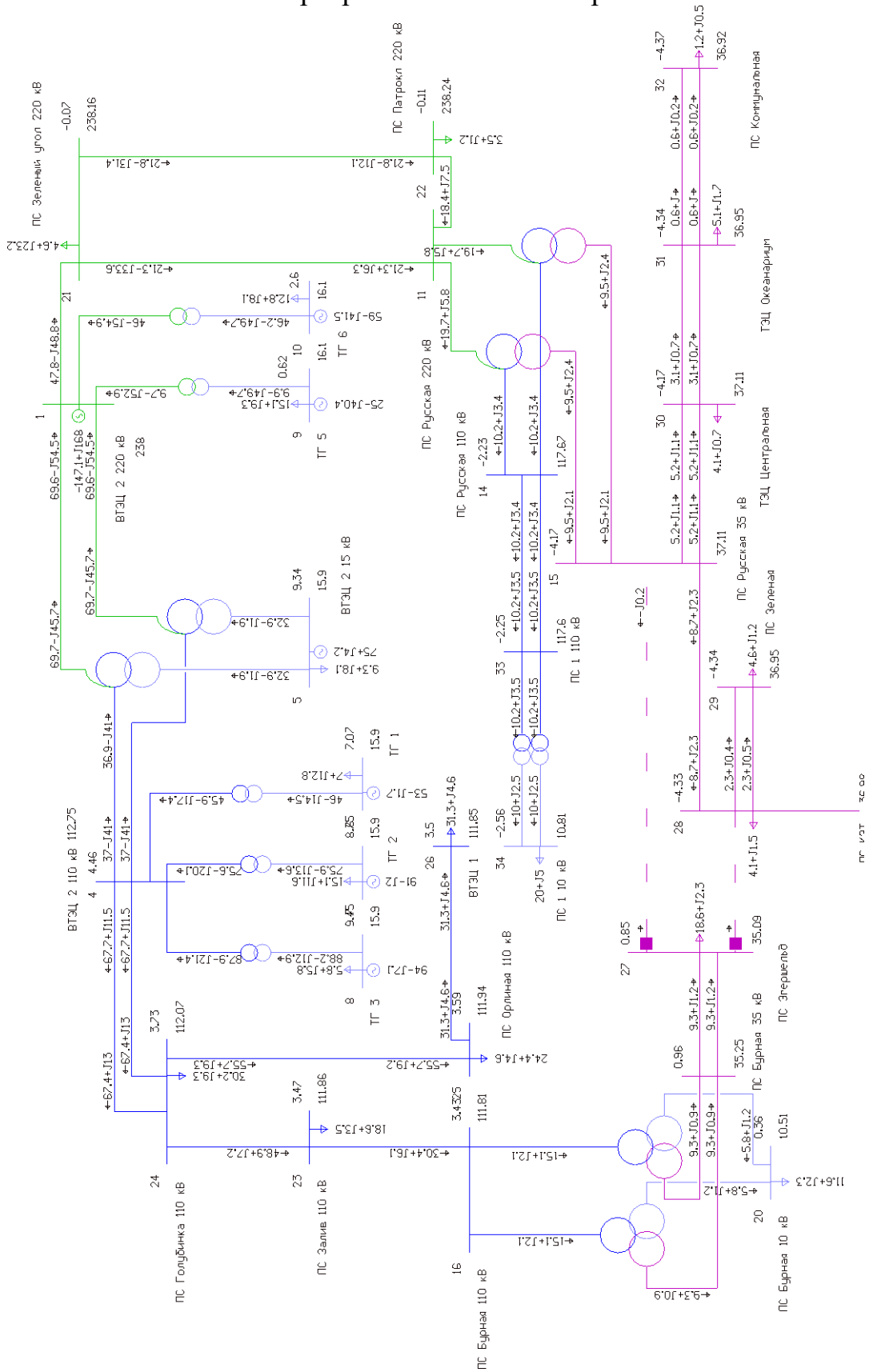
Приложение Д.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Delta	V	dV
База	1	ВТЭЦ 2 220 кВ	220	1			-147,1	168	238				238	8,18
Нагр	2	ВТЭЦ 2 Н1	220	1								4,44	225,43	2,47
Нагр	3	ВТЭЦ 2 Н2	220	1								4,44	225,43	2,47
Нагр	4	ВТЭЦ 2 110 кВ	110	1								4,46	112,75	2,5
Ген	5	ВТЭЦ 2 15 кВ	16	1	9,3	8,1	75	4,2	15,9	-50	50	9,34	15,9	0,95
Ген	6	ТГ 1	16	1	7	12,8	53	-1,7	15,9	-50	50	7,07	15,9	0,95
Ген	7	ТГ 2	16	1	15,1	11,6	91	-2	15,9	-50	50	8,75	15,9	-0,62
Ген	8	ТГ 3	16	1	5,8	5,8	94	-7,1	15,9	-50	50	9,45	15,9	-0,62
Ген	9	ТГ 5	16	1	15,1	9,3	25	-40,4	16,1	-50	50	0,62	16,1	0,63
Ген	10	ТГ 6	16	1	12,8	8,1	59	-41,5	16,1	-50	50	2,6	16,1	0,63
Нагр	11	ПС Русская 220 кВ	220	1								-0,14	238,22	8,28
Нагр	12	ПС Русская Н1	220	1								-2,23	235,39	7
Нагр	13	ПС Русская Н2	220	1								-2,23	235,39	7
Нагр	14	ПС Русская 110 кВ	110	1								-2,23	117,67	6,97
Нагр	15	ПС Русская 35 кВ	35	1								-4,17	37,11	6,03
Нагр	16	ПС Бурная 110 кВ	110	1								3,43	111,81	1,64
Нагр	17	ПС Бурная Н1	110	1								0,96	110,91	0,83
Нагр	18	ПС Бурная Н2	110	1								0,96	110,91	0,83
Нагр	19	ПС Бурная 35 кВ	35	1								0,96	35,25	0,71
Нагр	20	ПС Бурная 10 кВ	10	1	11,6	2,3						0,36	10,51	0,1
Нагр	21	ПС Зеленый угол 220 кВ	220	1	4,6	23,2						-0,07	238,16	8,25
Нагр	22	ПС Патрокл 220 кВ	220	1	3,5	1,2						-0,11	238,24	8,29
Нагр	23	ПС Залив 110 кВ	110	1	18,6	3,5						3,47	111,86	1,69
Нагр	24	ПС Голубинка 110 кВ	110	1	30,2	9,3						3,73	112,07	1,88
Нагр	25	ПС Орлиная 110 кВ	110	1	24,4	4,6						3,59	111,94	1,76
Нагр	26	ВТЭЦ 1	110	1	31,3	4,6						3,5	111,85	1,68
Нагр	27	ПС Эгершельд	35	1	18,6	2,3						0,85	35,09	0,26
Нагр	28	ПС КЭТ	35	1	4,1	1,5						-4,33	36,98	5,66
Нагр	29	ПС Зеленая	35	1	4,6	1,2						-4,34	36,95	5,57
Нагр	30	ТЭЦ Центральная	35	1	4,1	0,7						-4,17	37,11	6,02
Нагр	31	ТЭЦ Океанариум	35	1	5,1	1,7						-4,34	36,95	5,56
Нагр	32	ПС Коммунальная	35	1	1,2	0,5						-4,37	36,92	5,48
Нагр	33	ПС 1 110 кВ	110	1								-2,25	117,6	6,91
Нагр	34	ПС 1 10 кВ	10	1	20	5						-2,56	10,81	2,92

Продолжение приложение Д.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.
Тр-р	1	2	ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н1	0,5	59,2	11,8	1,2	1	6	1	70	-55	214		
Тр-р	2	4	ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48				0,5			37	-41	141		
Тр-р	2	5	ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 15 кВ	3,2	131			0,071			33	-5	85		
Тр-р	1	3	ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н2	0,5	59,2	11,8	1,2	1	6	1	70	-55	214		
Тр-р	3	4	ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48				0,5			37	-41	141		
Тр-р	3	5	ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 15 кВ	3,2	131			0,071			33	-5	85		
Тр-р	11	12	ПС Русская 220 кВ - ПС Русская Н1	1,4	104	6	0,8	1	6	1	-20	-7	51		
Тр-р	12	14	ПС Русская Н1 - ПС Русская 110 кВ	1,4				0,5			-10	-3	26		
Тр-р	12	15	ПС Русская Н1 - ПС Русская 35 кВ	2,8	195,6			0,159			-10	-2	24		
Тр-р	11	13	ПС Русская 220 кВ - ПС Русская Н2	1,4	104	6	0,8	1	6	1	-20	-7	51		
Тр-р	13	14	ПС Русская Н2 - ПС Русская 110 кВ	1,4				0,5			-10	-3	26		
Тр-р	13	15	ПС Русская Н2 - ПС Русская 35 кВ	2,8	195,6			0,159			-10	-2	24		
Тр-р	16	17	ПС Бурная 110 кВ - ПС Бурная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1	9	2	-15	-3	80		
Тр-р	17	19	ПС Бурная Н1 - ПС Бурная 35 кВ	0,8				0,318			-9	-1	49		
Тр-р	17	20	ПС Бурная Н1 - ПС Бурная 10 кВ	0,8	22,3			0,095			-6	-1	31		
Тр-р	16	18	ПС Бурная 110 кВ - ПС Бурная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1	9	2	-15	-3	80		
Тр-р	18	19	ПС Бурная Н2 - ПС Бурная 35 кВ	0,8				0,318			-9	-1	49		
Тр-р	18	20	ПС Бурная Н2 - ПС Бурная 10 кВ	0,8	22,3			0,095			-6	-1	31		
Тр-р	4	6	ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 1	0,37	12,3	46,9	8,2	0,143			46	-17	251		
Тр-р	4	7	ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 2	0,37	12,3	46,9	8,2	0,143			76	-20	401		
Тр-р	4	8	ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 3	0,37	12,3	46,9	8,2	0,143			88	-21	463		
Тр-р	1	9	ВТЭЦ 2 220 кВ - ТГ 5	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			10	-53	130		
Тр-р	1	10	ВТЭЦ 2 220 кВ - ТГ 6	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			46	-55	174		
ЛЭП	1	21	ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	0,34	1,18	-125,7					-48	49	166	610	27,2
ЛЭП	21	22	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	0,49	1,38	-340,5					-22	31	93	610	15,2
ЛЭП	21	11	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	0,93	2,57	-704,2					-21	34	96	610	15,8
ЛЭП	22	11	ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	0,43	1,38	-365,2					-18	13	55	610	9
ЛЭП	4	24	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,69	2,51	-189,1					-68	-12	354	610	58
ЛЭП	4	24	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,69	2,51	-189,1					-68	-12	354	610	58
ЛЭП	24	23	ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	0,3	1,18	-7,8					-49	-7	255	610	41,9
ЛЭП	24	25	ПС Голубинка 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	0,17	0,56	-7,1					-56	-9	291	610	47,7
ЛЭП	25	26	ПС Орлиная 110 кВ - ВТЭЦ 1	0,21	0,69	-7,3					-31	-5	163	610	26,8
ЛЭП	23	16	ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная 110 кВ	0,13	0,31	-187,9					-30	-4	160	530	30,2
ЛЭП	19	27	ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	0,56	0,32	-221,7					-9	-1	154	300	51,3
ЛЭП	19	27	ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	0,56	0,32	-221,7					-9	-1	154	300	51,3
ЛЭП	27	15	ПС Эгершельд - ПС Русская 35 кВ	2,69	3,66	-157,9							3	300	1,1
ЛЭП	27	28	ПС Эгершельд - ПС КЭТ	0,48	0,18	-91,6							2	300	0,7
ЛЭП	28	29	ПС КЭТ - ПС Зеленая	0,48	0,18	-91,6					-2	0	37	300	12,3
ЛЭП	28	15	ПС КЭТ - ПС Русская 35 кВ	0,4	0,56	-22,7					9	2	140	354	39,7
ЛЭП	28	29	ПС КЭТ - ПС Зеленая	0,47	0,18	-93,9					-2	0	38	300	12,6
ЛЭП	15	30	ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	0,02	0,03	-21,6					-5	-1	82	545	15,1
ЛЭП	15	30	ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	0,02	0,03	-21,6					-5	-1	82	545	15,1
ЛЭП	30	31	ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	1,47	1,68	-140					-3	-1	51	289	17,6
ЛЭП	30	31	ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	1,47	1,68	-140					-3	-1	51	289	17,6
ЛЭП	31	32	ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	1,47	1,68	-140					-1	0	10	289	3,4
ЛЭП	31	32	ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	1,47	1,68	-140					-1	0	10	289	3,4
ЛЭП	33	14	ПС 1 110 кВ - ПС Русская 110 кВ	0,5	0,85	-5,3					10	3	53	380	13,9
ЛЭП	33	14	ПС 1 110 кВ - ПС Русская 110 кВ	0,5	0,85	-5,3					10	3	53	380	13,9
Тр-р	33	34	ПС 1 110 кВ - ПС 1 10 кВ	0,52	7,4	64,7	14,1	0,092	11	3	-10	-3	53		
Тр-р	33	34	ПС 1 110 кВ - ПС 1 10 кВ	0,52	7,4	64,7	14,1	0,092	11	3	-10	-3	53		

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





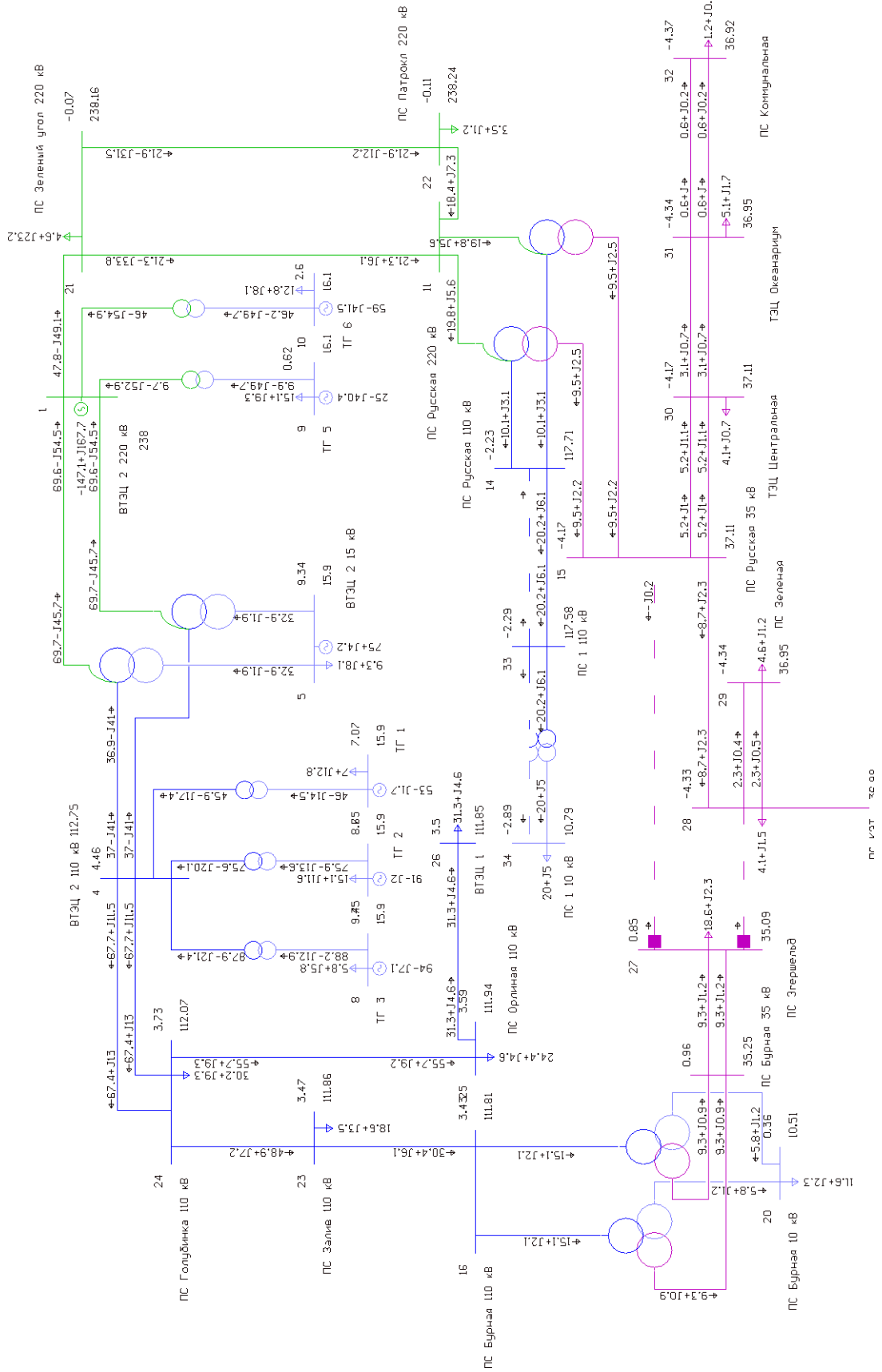
Продолжение приложение Д.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Delta	V	dV
База	1	ВТЭЦ 2 220 кВ	220	1			-147,1	167,7	238				238	8,18
Нагр	2	ВТЭЦ 2 Н1	220	1								4,44	225,43	2,47
Нагр	3	ВТЭЦ 2 Н2	220	1								4,44	225,43	2,47
Нагр	4	ВТЭЦ 2 110 кВ	110	1								4,46	112,75	2,5
Ген	5	ВТЭЦ 2 15 кВ	16	1	9,3	8,1	75	4,2	15,9	-50	50	9,34	15,9	0,95
Ген	6	ТГ 1	16	1	7	12,8	53	-1,7	15,9	-50	50	7,07	15,9	0,95
Ген	7	ТГ 2	16	1	15,1	11,6	91	-2	15,9	-50	50	8,75	15,9	-0,62
Ген	8	ТГ 3	16	1	5,8	5,8	94	-7,1	15,9	-50	50	9,45	15,9	-0,62
Ген	9	ТГ 5	16	1	15,1	9,3	25	-40,4	16,1	-50	50	0,62	16,1	0,63
Ген	10	ТГ 6	16	1	12,8	8,1	59	-41,5	16,1	-50	50	2,6	16,1	0,63
Нагр	11	ПС Русская 220 кВ	220	1								-0,14	238,22	8,28
Нагр	12	ПС Русская Н1	220	1								-2,23	235,47	7,03
Нагр	13	ПС Русская Н2	220	1								-2,23	235,47	7,03
Нагр	14	ПС Русская 110 кВ	110	1								-2,23	117,71	7,01
Нагр	15	ПС Русская 35 кВ	35	1								-4,17	37,11	6,03
Нагр	16	ПС Бурная 110 кВ	110	1								3,43	111,81	1,64
Нагр	17	ПС Бурная Н1	110	1								0,96	110,91	0,83
Нагр	18	ПС Бурная Н2	110	1								0,96	110,91	0,83
Нагр	19	ПС Бурная 35 кВ	35	1								0,96	35,25	0,71
Нагр	20	ПС Бурная 10 кВ	10	1	11,6	2,3						0,36	10,51	0,1
Нагр	21	ПС Зеленый угол 220 кВ	220	1	4,6	23,2						-0,07	238,16	8,25
Нагр	22	ПС Патрокл 220 кВ	220	1	3,5	1,2						-0,11	238,24	8,29
Нагр	23	ПС Залив 110 кВ	110	1	18,6	3,5						3,47	111,86	1,69
Нагр	24	ПС Голубинка 110 кВ	110	1	30,2	9,3						3,73	112,07	1,88
Нагр	25	ПС Орлиная 110 кВ	110	1	24,4	4,6						3,59	111,94	1,76
Нагр	26	ВТЭЦ 1	110	1	31,3	4,6						3,5	111,85	1,68
Нагр	27	ПС Эгершельд	35	1	18,6	2,3						0,85	35,09	0,26
Нагр	28	ПС КЭТ	35	1	4,1	1,5						-4,33	36,98	5,67
Нагр	29	ПС Зеленая	35	1	4,6	1,2						-4,34	36,95	5,57
Нагр	30	ТЭЦ Центральная	35	1	4,1	0,7						-4,17	37,11	6,02
Нагр	31	ТЭЦ Океанариум	35	1	5,1	1,7						-4,34	36,95	5,56
Нагр	32	ПС Коммунальная	35	1	1,2	0,5						-4,37	36,92	5,48
Нагр	33	ПС 1 110 кВ	110	1								-2,29	117,58	6,89
Нагр	34	ПС 1 10 кВ	10	1	20	5						-2,89	10,79	2,72

Продолжение приложение Д.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.
Тр-р	1	2	ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н1	0,5	59,2	11,8	1,2	1	6	1	70	-55	214		
Тр-р	2	4	ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48				0,5			37	-41	141		
Тр-р	2	5	ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 15 кВ	3,2	131			0,071			33	-5	85		
Тр-р	1	3	ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н2	0,5	59,2	11,8	1,2	1	6	1	70	-55	214		
Тр-р	3	4	ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48				0,5			37	-41	141		
Тр-р	3	5	ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 15 кВ	3,2	131			0,071			33	-5	85		
Тр-р	11	12	ПС Русская 220 кВ - ПС Русская Н1	1,4	104	6	0,8	1	6	1	-20	-7	51		
Тр-р	12	14	ПС Русская Н1 - ПС Русская 110 кВ	1,4				0,5			-10	-3	26		
Тр-р	12	15	ПС Русская Н1 - ПС Русская 35 кВ	2,8	195,6			0,159			-10	-3	24		
Тр-р	11	13	ПС Русская 220 кВ - ПС Русская Н2	1,4	104	6	0,8	1	6	1	-20	-7	51		
Тр-р	13	14	ПС Русская Н2 - ПС Русская 110 кВ	1,4				0,5			-10	-3	26		
Тр-р	13	15	ПС Русская Н2 - ПС Русская 35 кВ	2,8	195,6			0,159			-10	-3	24		
Тр-р	16	17	ПС Бурная 110 кВ - ПС Бурная Н1	0,8	35,5	18,1	3,2	1	9	2	-15	-3	80		
Тр-р	17	19	ПС Бурная Н1 - ПС Бурная 35 кВ	0,8				0,318			-9	-1	49		
Тр-р	17	20	ПС Бурная Н1 - ПС Бурная 10 кВ	0,8	22,3			0,095			-6	-1	31		
Тр-р	16	18	ПС Бурная 110 кВ - ПС Бурная Н2	0,8	35,5	18,1	3,2	1	9	2	-15	-3	80		
Тр-р	18	19	ПС Бурная Н2 - ПС Бурная 35 кВ	0,8				0,318			-9	-1	49		
Тр-р	18	20	ПС Бурная Н2 - ПС Бурная 10 кВ	0,8	22,3			0,095			-6	-1	31		
Тр-р	4	6	ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 1	0,37	12,3	46,9	8,2	0,143			46	-17	251		
Тр-р	4	7	ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 2	0,37	12,3	46,9	8,2	0,143			76	-20	401		
Тр-р	4	8	ВТЭЦ 2 110 кВ - ТГ 3	0,37	12,3	46,9	8,2	0,143			88	-21	463		
Тр-р	1	9	ВТЭЦ 2 220 кВ - ТГ 5	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			10	-53	130		
Тр-р	1	10	ВТЭЦ 2 220 кВ - ТГ 6	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			46	-55	174		
ЛЭП	1	21	ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	0,34	1,18	-125,7					-48	49	166	610	27,3
ЛЭП	21	22	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	0,49	1,38	-340,5					-22	32	93	610	15,2
ЛЭП	21	11	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	0,93	2,57	-704,2					-21	34	97	610	15,9
ЛЭП	22	11	ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	0,43	1,38	-365,2					-18	13	55	610	9
ЛЭП	4	24	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,69	2,51	-189,1					-68	-12	354	610	58
ЛЭП	4	24	ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,69	2,51	-189,1					-68	-12	354	610	58
ЛЭП	24	23	ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	0,3	1,18	-7,8					-49	-7	255	610	41,9
ЛЭП	24	25	ПС Голубинка 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	0,17	0,56	-7,1					-56	-9	291	610	47,7
ЛЭП	25	26	ПС Орлиная 110 кВ - ВТЭЦ 1	0,21	0,69	-7,3					-31	-5	163	610	26,8
ЛЭП	23	16	ПС Залив 110 кВ - ПС Бурная 110 кВ	0,13	0,31	-187,9					-30	-4	160	530	30,2
ЛЭП	19	27	ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	0,56	0,32	-221,7					-9	-1	154	300	51,3
ЛЭП	19	27	ПС Бурная 35 кВ - ПС Эгершельд	0,56	0,32	-221,7					-9	-1	154	300	51,3
ЛЭП	27	15	ПС Эгершельд - ПС Русская 35 кВ	2,69	3,66	-157,9							3	300	1,1
ЛЭП	27	28	ПС Эгершельд - ПС КЭТ	0,48	0,18	-91,6							2	300	0,7
ЛЭП	28	29	ПС КЭТ - ПС Зеленая	0,48	0,18	-91,6					-2	0	37	300	12,3
ЛЭП	28	15	ПС КЭТ - ПС Русская 35 кВ	0,4	0,56	-22,7					9	2	141	354	39,7
ЛЭП	28	29	ПС КЭТ - ПС Зеленая	0,47	0,18	-93,9					-2	0	38	300	12,6
ЛЭП	15	30	ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	0,02	0,03	-21,6					-5	-1	82	545	15,1
ЛЭП	15	30	ПС Русская 35 кВ - ТЭЦ Центральная	0,02	0,03	-21,6					-5	-1	82	545	15,1
ЛЭП	30	31	ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	1,47	1,68	-140					-3	-1	51	289	17,6
ЛЭП	30	31	ТЭЦ Центральная - ТЭЦ Океанариум	1,47	1,68	-140					-3	-1	51	289	17,6
ЛЭП	31	32	ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	1,47	1,68	-140					-1	0	10	289	3,4
ЛЭП	31	32	ТЭЦ Океанариум - ПС Коммунальная	1,47	1,68	-140					-1	0	10	289	3,4
ЛЭП	33	14	ПС 1 110 кВ - ПС Русская 110 кВ	0,5	0,85	-5,3								380	
ЛЭП	33	14	ПС 1 110 кВ - ПС Русская 110 кВ	0,5	0,85	-5,3					20	6	104	380	27,3
Тр-р	33	34	ПС 1 110 кВ - ПС 1 10 кВ	0,52	7,4	64,7	14,1	0,092	11	3					
Тр-р	33	34	ПС 1 110 кВ - ПС 1 10 кВ	0,52	7,4	64,7	14,1	0,092	11	3	-20	-6	104		

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



# Приложение Е. Однолинейные схемы вариантов

