

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 развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ города Владивосток с применением инновационных технологий для подключения подстанции Дальзавод и Солерс

Исполнитель

студент группы 042-ом

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.А. Титаев

Руководитель

канд. техн. наук, доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Руководитель

научного содержания  
программы магистратуры  
профессор, докт. техн.  
наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

канд. техн. наук, доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Рецензент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Благовещенск 2022

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Титаева Дмитрия Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ города Владивосток с применением инновационных технологий для подключения подстанции Дальзавод и Солерс

(утверждено приказом от 07.02.2022 № 228-уч)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы полученные на преддипломной практике. \_\_\_\_\_

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

Состояние предмета исследования, анализ схемно-режимной ситуации в сети, варианты решения

проблемы

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Лист № 1 варианты сети. Лист № 2

\_\_\_\_\_ Варианты  
сети

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

7. Дата выдачи задания 03.03.2022

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

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

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 132 стр., 33 рисунков, 52 таблиц, 7 приложений, 35 источника.

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

В данной магистерской диссертации была поставлена задача «Развития электрических сетей г. Владивосток с центром питания ПС Владивосток в связи с ростом электрических нагрузок». Развитие электрической сети будет достигнуто строительством ПС Дальзавод и ПС Солерс. Для решения данной задачи были рассмотрены несколько вариантов решения.

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

Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Современное состояние предмета исследования	9
1.1 Актуальность поставленной проблемы	9
1.1.1 Определение потребностей	10
1.1.2 Традиционные и инновационные конструкции подстанции	11
1.2 Электрические подстанции: перспективы развития	12
1.2.1 Цифровизация в тренде	13
1.2.2 Задел для инноваций	15
2 Анализ современного состояния схемно–режимной ситуации в выбранном эквиваленте сети	18
2.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	18
2.2 Экономическая характеристика города Владивосток	20
2.3 Климатические характеристики Приморского края	22
2.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района	23
2.4.1 Характеристика источников питания	23
2.4.2 Структурный анализ ЛЭП	28
2.4.3 Структурный анализ ПС	30
2.4 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	34
3 Варианты решения поставленной проблемы	52
3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	52
3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	55
3.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Дальзавод к ПС А, а ПС Солерс к ПС Голдобин на напряжение 110 кВ	

3.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Дальзавод к существующим сетям на напряжение 110 кВ, а ПС Солерс к ПС Голдобин на напряжение 110 кВ	78
3.2.3 Предусматривает подключение ПС Дальзавод к ПС А, а ПС Солерс к ПС Голдобин на напряжение 110 кВ и строительство одной ВЛ 110 кВ Дальзавод – Солерс	97
3.2.4 Предусматривает подключение ПС Дальзавод к ПС А, а ПС Солерс к ПС Чуркин на напряжение 110 кВ и строительство одной ВЛ 110 кВ Дальзавод – Солерс	106
4. Оценка экономической эффективности и целесообразности	116
4.1 Капиталовложения	116
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	119
4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат	120
4.4 Оценка экономической эффективности проекта	121
Заключение	129
Библиографический список	130
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	135
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	136
Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	151
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	160
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	175
Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3	187
Приложение Ж Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4	193

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

## ВВЕДЕНИЕ

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

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

Объект исследования – электрические сети 220 кВ и 110 кВ Приморского края.

Предмет исследования – электроснабжение новых потребителей.

Целью данной магистерской диссертации является проектирование схемы подключения Дальзавод и ПС Солерс в Владивостоке.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

1) выявить основные климатические и территориальные особенности района проектирования;

2) произвести анализ схемно–режимной ситуации электрической сети, к которой планируется подключение ПС;

3) разработать мероприятия, направленные на повышение эффективности функционирования заданного района в нормальных и послеаварийных режимах;

4) выбрать основные характеристики технических устройств для реализации предложенных мероприятий,

5) разработать варианты подключения ПС к сети, а также на основании расчетов электрических режимов оптимизировать топологию сети и предусмотреть способы управления электрическими режимами в нормальных и послеаварийных режимах;

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

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

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

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

В данной работе проделано следующее: определён эквивалент рассматриваемого участка сети, дана экономическая и климатическая характеристики, а также рассмотрены территориальные особенности Владивостока, 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.



## 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРЕДМЕТА ИССЛЕДОВАНИЯ

### 1.1 Актуальность поставленной проблемы

Строительство новых и повышение мощности действующих подстанций – обычные проекты для электроэнергетических компаний. Однако из-за их сложности, очень немногие работники коммунальных электрослужб, знакомы с процессами, позволяющими успешно завершить эти проекты.

В этой главе будет выделено и рассмотрено основные вопросы, связанные с трудоемким процессом строительства подстанций, и дано общее представление о тех проблемах, которые необходимо будет решить в процессе строительства.

Существуют четыре основных типа электрических подстанций.

Первый тип – распределительное устройство на генерирующей электростанции. Эти электроустановки обеспечивают передачу электроэнергии от генератора в коммунальную электросеть и на предприятия. Подстанции на электростанциях – большие сооружения, которые, как правило, проектируются и строятся персоналом электроэнергетических компаний, а стандарты планирования, финансирования, строительства и эксплуатации отличаются от проектирования обычных подстанций. Из-за их специфичности, вопросы построения этих распределительных устройств в этой работе обсуждаться не будут, так как для их расширения и модификации этих электроустановок, как правило, разработаны стандартные процедуры.

Второй тип подстанций известны как потребительские подстанции (клиентская – подстанция). Этот вид подстанции применяется в качестве основного источника электроснабжения для одного конкретного промышленного потребителя. Технические требования и экономическое

обоснование для этого типа установок в значительной степени зависят от требований заказчика, и значительно шире, чем для коммунальных подстанций, так что этот тип подстанций также не будет рассматриваться в этой работе.

Третий тип подстанций входит в магистральную систему электроснабжения и называется узловыми подстанциями. Эти крупные электроустановки, как правило, служат конечными пунктами для линий электропередачи от ОРУ, и обеспечивают передачу электроэнергии в распределительную электросеть, к узлам нагрузки. Они являются неотъемлемой составляющей надежности, целостности и продолжительности эксплуатации энергосистемы.

Так как узловые подстанции имеют стратегическое значение в энергосистеме, как правило, дорогостоящие при строительстве и эксплуатации. Поэтому, основное внимание в этой главе будет уделяться именно этим подстанциям.

Четвертый тип подстанций – распределительные подстанции. Городские распределительные подстанции (ГРП) наиболее распространенные объекты в электроэнергетических системах и обеспечивают распределение электроэнергии, напрямую к большинству потребителей. Как правило, они расположены вблизи от потребителей, а это означает, что они обычно находятся в пределах или вблизи районов, в которые они поставляют электроэнергию, и с этими подстанциями, преимущественно, сталкиваются потребители.

Так как строительство распределительных подстанций осуществляется преимущественно за счет коммунальных средств, процессы планирования построения этих объектов будут вторым направлением для рассмотрения в этой главе.

#### 1.1.1 Определение потребностей

Активный процесс планирования предполагает разработку экономического обоснования для строительства новых подстанций или модификации уже действующих. К рассмотрению вопросов, обычно возникающих при разработке конструкции подстанции, таких как повышение

нагрузки, стабильность и надежность работы электросистемы, мощность системы должны привлекаться проектировщики, оперативный и ремонтный персонал, менеджеры, инженеры–конструкторы. Необходимо учесть их оценки при определении потребности в новых подстанциях или улучшении работы существующих подстанций.

При этом должны учитываться требования заказчиков, таких, к примеру, как новое предприятие, с учетом опыта сотрудничества с клиентами и их жалобами. На данном этапе, определяются и оцениваются элементы окружающей территории, и определяются сроки ввода объекта в эксплуатацию.

Процесс планирования создает основные контуры того, что требуется и в какой сфере.

#### 1.1.2 Традиционные и инновационные конструкции подстанции

Традиционно, высоковольтные подстанции разрабатываются в соответствии с консервативными требованиями, по установленным схемам и концепциям. Такой подход может ограничить свободу выбора при внедрении новых решений.

Самое большее, что можно достигнуть с таким подходом, это объединение новой основной и уже существующей и внедренной согласно ранее разработанных стандартов, технологии.

Более инновационный подход – тот, который принимает во внимание функциональные требования, такие как технические условия и требования заказчика, и развивает альтернативные конструкторские решения.

Технические условия определяют такие элементы, как:

- номинальное напряжение и частоту,
- конфигурацию существующей и будущей электрической сети,
- подключенную нагрузку,
- линии электропередач,
- генерацию,
- допустимое напряжение (минимальное и максимальное),
- тепловой режим,

- ток короткого замыкания,
- допустимую частоту (минимальную и максимальную),
- границы устойчивости,
- время устранения критического повреждения,
- расширение системы и объединение энергосистем.

Требования заказчика включают экологические аспекты (климатические, шумовые, эстетические, пролития жидкостей (трансформаторных масел), полоса отвода), упускают качество электроэнергии, надежность, доступность, электробезопасность, возможность расширения и ремонтпригодность, полагаясь на применение национальных и международных стандартов.

С учетом приоритетов компании могут быть тщательно разработаны критерии оценивания проекта. Это дало бы возможность рассмотрения и включения таких элементов, как долговечность, воздействие на окружающую среду, начальные капиталовложения и т.п., еще в процессе проектирования.

Конструктивные решения могут быть оценены на основе установленных критериев оценки, которые удовлетворяют интересам и политике компании [27].

## **1.2 Электрические подстанции: перспективы развития**

В Единой энергосистеме России продолжается процесс модернизации электрических подстанций. С каждым годом становится больше системообразующих питающих центров, которые управляются дистанционно. Каждый такой проект на один шаг приближает отрасль к цифровой электроэнергетике будущего и открывает широкие перспективы для роста российской экономики.

Электроэнергетика во все времена являлась двигателем прогресса. Сегодня она также составляет прочную базу для развития других отраслей промышленности. Поэтому к ней применяется требование опережающего развития. Это требование не только касается экстенсивного роста показателей мощности и пропускной способности электросетевого комплекса, но и проявляется в необходимости внедрения инновационных технологий.

За годы своего существования отечественная электроэнергетика прошла огромный путь: от небольших примитивных энергогенерирующих устройств до огромных цифровых питающих центров. Сегодня многие процессы управления энергосистемами полностью автоматизированы и интеллектуализированы. Они полноценно вписываются в концепцию цифровой энергетики, характерным признаком которой является создание новых бизнес-моделей, объединяющих физический и цифровой миры.

В качестве примера можно привести:

частичную оснащенность станционного и подстанционного оборудования микропроцессорными устройствами релейной защиты, которые позволяют осуществлять их компьютеризированную настройку и отслеживать рабочие процессы в удаленном режиме;

активное использование средств системной, режимной и противоаварийной автоматики, включая централизованные системы противоаварийного управления. Эти устройства в режиме реального времени мониторят состояние энергосистемы и оперативно фиксируют возникновение аварийных ситуаций;

множество технологических процессов, оборудованных системами телеуправления и телемеханизации. Энергокомпании активно внедряют технологии онлайн-мониторинга основного оборудования. Для этого используются специальные датчики и организуется двусторонний обмен информацией;

ввод в эксплуатацию систем прогнозирования технического состояния электрооборудования.

### 1.2.1 Цифровизация в тренде

На сегодняшний день цифровизация является одним из ключевых глобальных трендов развития энергетической отрасли России. Этот процесс подразумевает внедрение инновационных цифровых и интеллектуальных технологических решений, в том числе и в оборудование электрических подстанций.

9 мая 2017 года Президент РФ подписал Указ № 203 «О стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017–2030 гг.». Стратегия определяет цели, задачи, ключевые направления и объемы реализации основных мер, направленных на создание оптимальных условий для развития цифровой экономики России.

Правовой базой, на которой основана Программа развития, является Конституция РФ, Федеральный закон № 172–ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» от 28.06.2014 г., положения федеральных законов, актов Президента и Правительства РФ, а также других нормативно–правовых актов, которые регламентируют сферу информационных и коммуникационных технологий и направлены на формирование новой технологической основы российской экономики.

Следующим шагом на пути внедрения «цифры» стало утверждение Правительством России государственной программы «Цифровая экономика Российской Федерации», которое состоялось в июле 2017 года. В ней изложены системные подходы к наращиванию кадровых, интеллектуальных и технологических возможностей страны в сфере цифровизации экономики.

Менее чем через год идея вышла на отраслевой уровень. 5 марта 2018 года по итогам заседания ведомственного координационного органа проектной деятельности под председательством главы Министерства энергетики РФ Александра Новака был утвержден паспорт программы «Цифровая трансформация электроэнергетики России».

Основной целью программы стало повышение надежности и эффективности функционирования ЕЭС России за счет внедрения методов риск–ориентированного управления, которые базируются на новейших цифровых технологиях и в первую очередь на технологиях промышленного интернета.

Инновационная модель управления основана на возможности анализа огромного количества достоверных данных. Она направлена на повышение эффективности технологических и управленческих процессов, призвана

оптимизировать использование ограниченных ресурсов для решения ряда актуальных отраслевых задач.

В рамках реализации положений программы решаются вопросы сбора отраслевой статистики, принимаются меры для повышения достоверности полученных данных, улучшения наблюдаемости объектов электроэнергетического комплекса, повышения качества и уровня надежности энергоснабжения, снижения бюрократической нагрузки на субъекты электроэнергетики.

В целом цифровая энергетика предусматривает создание информационно–телекоммуникационной инфраструктуры, аппаратных устройств и программных продуктов, которые способны обеспечить технологическую возможность применения решений промышленного интернета. Также реализуется комплекс мероприятий, направленных на обеспечение отрасли квалифицированными кадрами, совершенствование нормативно–правовой базы и технической документации.

#### 1.2.2 Задел для инноваций

Успешный опыт реализации проектов по дистанционному управлению оборудованием энергообъектов позволяет перейти к определению процессов, где интеграция цифровых технологий позволит реализовать новые рыночные механизмы, повысить эффективность работы энергосистемы, сократить время устранения аварийных ситуаций, снизить эксплуатационные затраты и таким образом улучшить показатели надежности в целом.

Подобные проекты, которые хорошо «стыкуются» с идеей цифровизации уже сегодня, в электроэнергетике прорабатываются. Они есть. К примеру, помимо телеуправления работой подстанционного оборудования, отличным потенциалом для внедрения цифровых решений обладают:

использование устройств противоаварийной автоматики и релейной защиты, оснащенных функцией самодиагностики, дистанционного управления, программирования и параметрирования;

развитие систем анализа состояния электрооборудования с использованием данных, полученных в результате диагностики;

повышение наблюдаемости параметров оборудования и электроэнергетического режима;

дальнейшая интеллектуализация учета электроэнергии и надежности электроснабжения на объектах, где улучшение качества измерений будет способствовать получению экономического эффекта;

организация систем телеуправления, в которых будут задействованы элементы электросети, энергообъектов и их систем управления.

Вопрос о необходимости таких инноваций неоднократно поднимался во время проведения технических и научно–практических конференций. В 2018 году его рассмотрели законодатели и признали правоту отраслевого сообщества. В результате, эти направления были названы перспективными для программы цифровизации.

Однако эксперты обращают внимание на важность системного подхода. Каждый новый проект в сфере цифровизации не должен концентрироваться исключительно на автоматизации существующих процессов. В электроэнергетике разработки в этом направлении ведутся на протяжении многих лет и никогда не приостанавливались.

Ключевой задачей цифровизации является вывод энергетики на качественно новый уровень функционирования и управления. Саму по себе цифровизацию нельзя назвать панацеей от всех бед. Скорее это эффективный мотиватор, дающий мощный импульс для дальнейшего развития технологий и внедрения инноваций как в технологический комплекс ЕЭС России, так и в отрасль в целом.

На этапе внедрения каждое кардинальное изменение может оказывать существенное влияние на надежность функционирования ТЭК. Поэтому все проекты цифровизации должны проходить тщательный отбор. Необходимо, чтобы они соответствовали ряду требований, призванных нейтрализовать



негативные последствия, но при этом создавали предпосылки для привлечения к работе широкого круга профессиональных участников:

Важно правильно расставить приоритеты и отдавать предпочтение технологическим разработкам отечественных производителей;

Следует учитывать производственные возможности поставщиков технологических решений и разрабатывать проекты по цифровизации с учетом реальных темпов производства;

Новые проекты должны соответствовать целям и совпадать с направлениями реализации долгосрочных программ развития субъектов электроэнергетики. Также они должны быть взаимосогласованными с проектами других участников рынка на архитектурном и протокольном уровне. Даже более того. Максимального синергического эффекта можно достичь лишь в том случае, если обеспечивается возможность интеграции проектов через единую среду взаимодействия и все они реализовываются в едином информационном пространстве.

Удовлетворение этих требований позволит уверенно идти по пути цифровизации с учетом того, насколько отрасль готова к цифровым преобразованиям привычных моделей управления. Только в этом случае реализация инновационных проектов сможет избежать главной ошибки недальновидных рационализаторов, которые организуют процесс ради самого процесса.

Цифровизация – не самоцель. В умелых руках это эффективное средство повышения эффективности отрасли, способ достижения уровня ведущих мировых экономик. Первым шагом на этом пути должна стать выработка единого языка, переход на единые модели и стандарты, которые помогут всем участникам рынка и отраслевым системам одинаково оценивать состояние энергообъектов и описывать происходящие в них процессы.

## 2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО–РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ВЫБРАННОМ ЭКВИВАLENTE СЕТИ

### 2.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

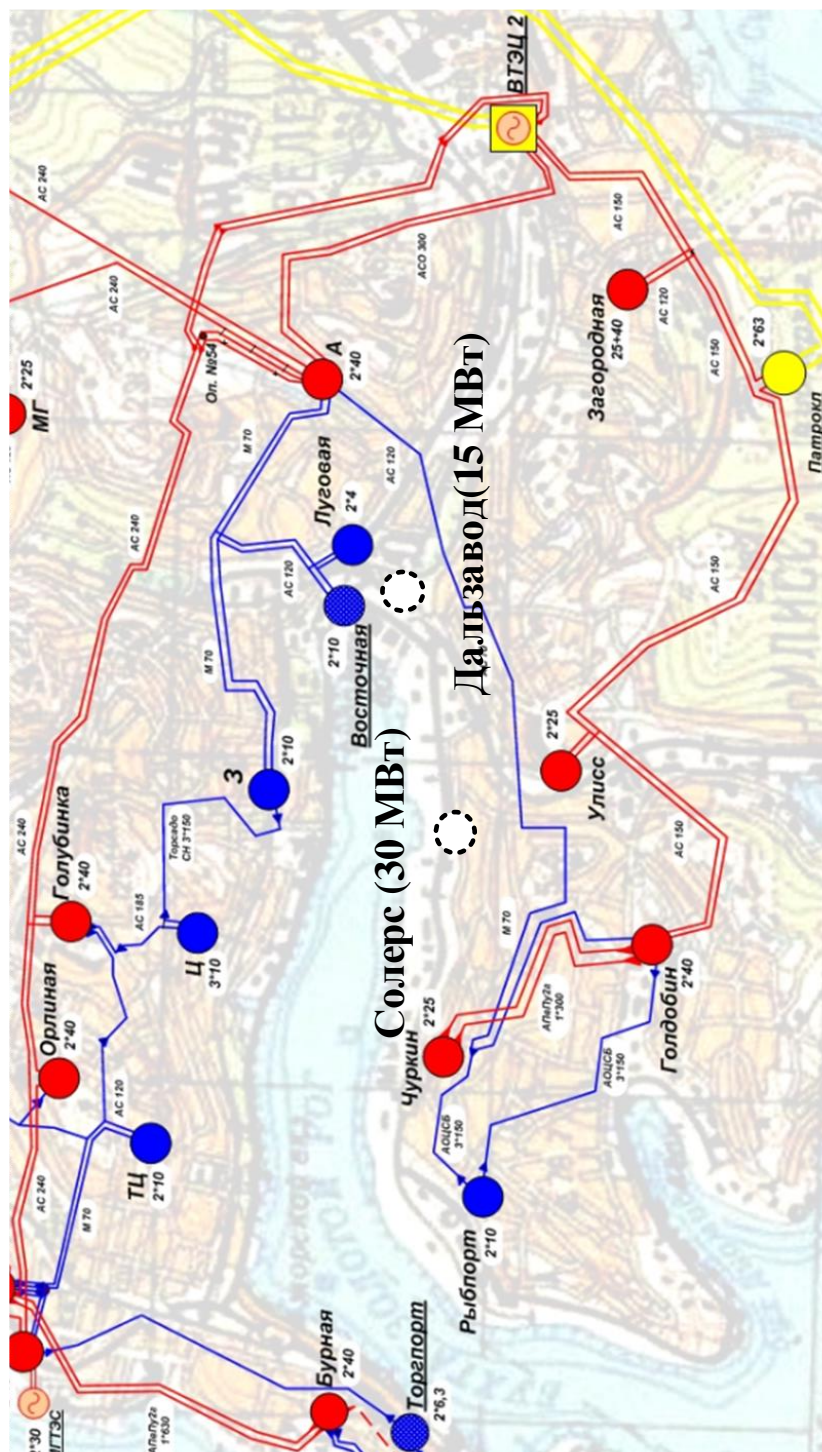


Рисунок 1 – Рассматриваемый участок сети на карте схеме

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбраны три станции ВТЭЦ 1, ВТЭЦ 2 и Восточная ТЭЦ, а также подстанции с высшим классом напряжения 500 кВ: Владивосток, а также 220 кВ: ПС Зеленый угол, ПС Патрокл, ПС Русская и ПС Волна и подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ:

1. ПС А;

2. ПС Голубинка;
3. ПС Загородная;
4. ПС Улисс;
5. ПС Голдобин;
6. ПС Чуркин;
7. ПС Орлиная;
8. ПС Залив;
9. ПС Амурская;
10. ПС 1Р тяга;
11. ПС 2Р;
12. ПС Стройиндустрия;
13. ПС 1Р;
14. ПС Мингородок;

Граф рассматриваемого участка сети представлен на рисунке 2.

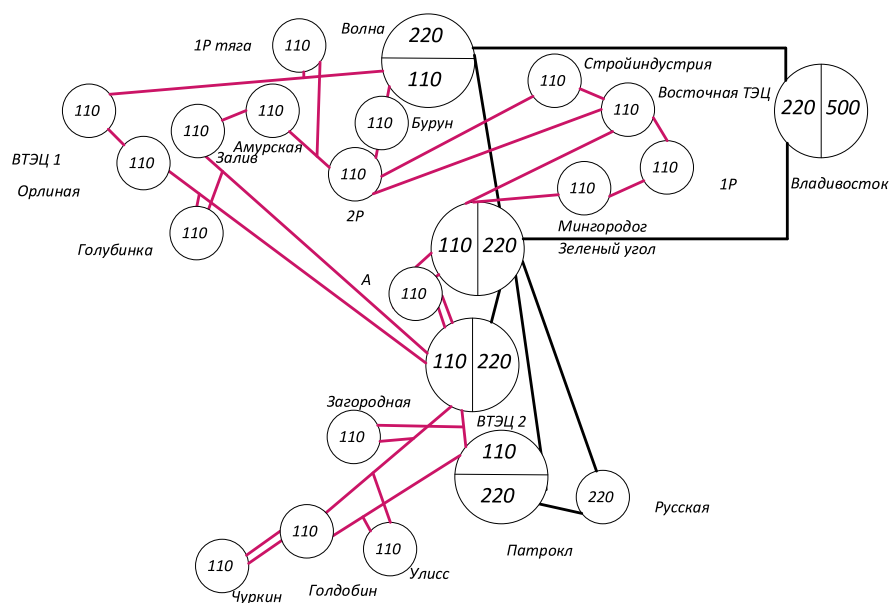


Рисунок 2 – Граф рассматриваемого участка сети

## 2.2 Экономическая характеристика города Владивосток

Владивосток — крупный экономический центр Дальнего Востока и лидер среди городов Приморского края, отличающийся концентрацией трудовых, финансовых и производственных ресурсов. Город обладает диверсифицированной экономикой, представленной развитыми отраслями

обрабатывающей промышленности (машиностроение, судостроение, судоремонт, пищевое производство и др.), оптовой и розничной торговлей, сервисом услуг, транспортом и связью. В неблагоприятном положении находятся: строительство, сельское хозяйство, энергетика, газо- и водоснабжение. Во Владивостоке зарегистрировано более 46 тыс. предприятий и организаций; 92,9 % из них — частные.

Согласно исследованию фонда «Институт экономики города» Владивосток в 2015 году занял 18 место в экономическом рейтинге городов — столиц регионов России. Валовой городской продукт (ВГП) города составил 393 млрд рублей. В пересчёте на душу населения ВГП составил 623,5 тыс. рублей (17 место). Агломерация Владивостока в 2015 году заняла 15 место по размеру экономики в стране. ВГП агломерации составил 22,8 млрд международных долларов; в пересчёте на душу населения — 24,4 тыс. международных долларов.

В 2013 году редакция «Forbes» поставила Владивосток на 30-е место в рейтинге лучших российских городов для бизнеса. К плюсам экономики города относили масштабные инвестиции в основной капитал и низкую сравнительную стоимость подключения к сетям. В 2014 году журнал «Секрет фирмы» поместил Владивосток на 32-е место в рейтинге «Лучшие города России», составленному по индексам человеческого капитала и предпринимательства. Во Владивостоке расположена штаб-квартира компании DNS, входящей в рейтинг двухсот крупнейших частных компаний России по версии журнала «Форбс».

Владивосток является связующим звеном между Транссибирской железнодорожной магистралью и тихоокеанскими морскими путями, что превращает его в важный грузовой и пассажирский порт. В нём перерабатываются как каботажные, так и экспортно-импортные генеральные грузы широкой номенклатуры (навалочные, насыпные, рефрижераторные, наливные (нефтепродукты), рыбопродукция, лес и пиломатериалы, контейнеры, автомобили и строительная техника). 20 стивидорных компаний ведут деятельность в порту. Грузооборот Владивостокского порта, включающий

суммарный оборот всех стивидорных компаний, по итогам 2018 года составил 21,2 млн т.

В 2015 году общий объём внешней торговли морского порта составил более 11,8 млрд долларов. Внешнеэкономическая деятельность осуществлялась со 104 странами, а наибольший процент её объёма пришёлся на Китай, Республику Корею, Японию, США, Германию и Тайвань.

Главными статьями экспорта являются рыба и морепродукты, древесина, чёрные и цветные металлы, суда. Основными предметами импорта стали продукты питания, лекарственные средства, одежда, обувь, бытовая техника и суда.

В городе развиты судоремонтная, деревообрабатывающая, строительная, химическая, энергетическая, пищевая, полиграфическая и медицинская промышленности; численность промышленных предприятий составляет порядка двух тысяч. В 2013 году Владивосток занимал 106–е место в рейтинге промышленных городов России, с объёмами производства 48,9 млрд рублей.

Промышленное машиностроение главным образом включает в себя судостроение и судоремонт, а также производство оборудования для рыбной отрасли (приборостроительные, инструментальные и радиозаводы). Среди крупных компаний: «Дальзавод», «Восточная верфь», «Изумруд», «Дальприбор», «Варяг», "Владивостокское предприятие «Электрорадиоавтоматика». Автомобилестроение представлено заводом компании «Соллерс», выпускающим автомобили марки Mazda и Toyota (производство внедорожников Ssang Yong приостановлено). В 2015 году завод выпустил 31,8 тысяч автомобилей.

Пищевая промышленность представлена рыбоперерабатывающими предприятиями («Дальморепродукт», "Рыболовецкий колхоз «Восток–1», «Дальрыба», «Тихоокеанское управление промысловой разведки и научно–исследовательского флота», «Интрарос», «Ролиз», «Владивостокский рыбокомбинат»), мясокомбинатами («Ратимир», "Торговый дом «ВИК»), хлебозаводами («Владхлеб» и его дочерняя компания «Хлебный дом»),

молокозаводом («Владивостокский молочный комбинат»), кондитерской фабрикой («Приморский кондитер»), заводами алкогольных и безалкогольных напитков (филиал «Пивоварни Москва–Эфес», «Кока–Кола ЭйчБиСи Евразия»).

### 2.3 Климатогеографическая характеристика Приморского края

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

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

Входит в состав Дальневосточного федерального округа

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

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

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

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

№	Характеристика	Значение
---	----------------	----------

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

## 2.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ ЛЭП;
- структурный анализ ПС.

### 2.4.1 Характеристика источников питания

#### **Владивостокская ТЭЦ 2**

Владивостокская ТЭЦ–2 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 497 МВт, тепловая мощность — 1051 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используется в основном (на 10 котлоагрегатах) природный газ сахалинских месторождений, в меньшей степени (на четырёх котлоагрегатах) — бурый уголь Павловского разреза.



Пар для турбин вырабатывают 14 котлоагрегатов Е–210–140, температура перегретого пара 545°С. Система технического водоснабжения — прямоточная, с использованием морской воды, поступающей с береговой насосной станции по трём металлическим водоводам и тоннелям. Морская вода используется для охлаждения конденсаторов турбоагрегатов и промконтуров турбинного оборудования, а также для золо– и шлакоудаления.

РУ ВН ВТЭЦ 2:

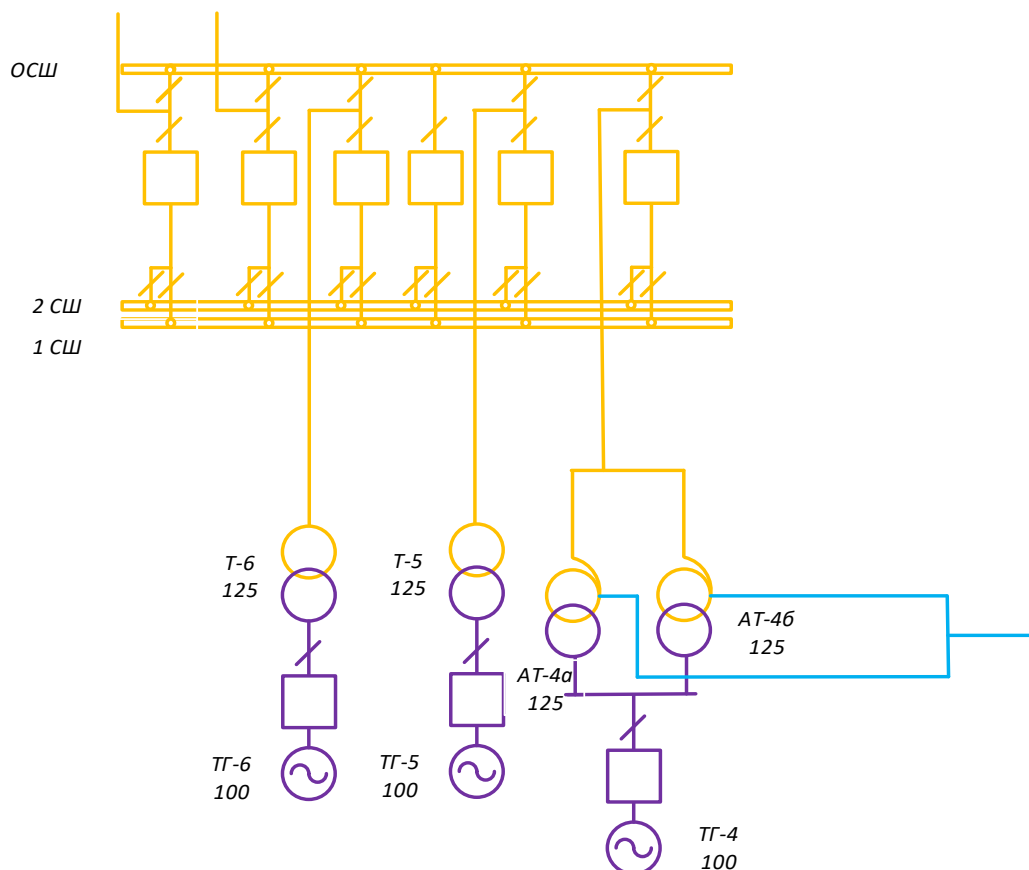


Рисунок 3 – Схема ВТЭЦ 2 220 кВ

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.

Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытого распределительного устройства (ОРУ) 220 кВ и закрытого распределительного устройства (ЗРУ) напряжением 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

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

КВЛ–220 кВ Владивостокская ТЭЦ–2 — ПС Зелёный угол;  
 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.

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–100–2У3	2	100	15.75	1500

РУ СН ВТЭЦ 2:

U<sub>НОМ</sub>: 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.

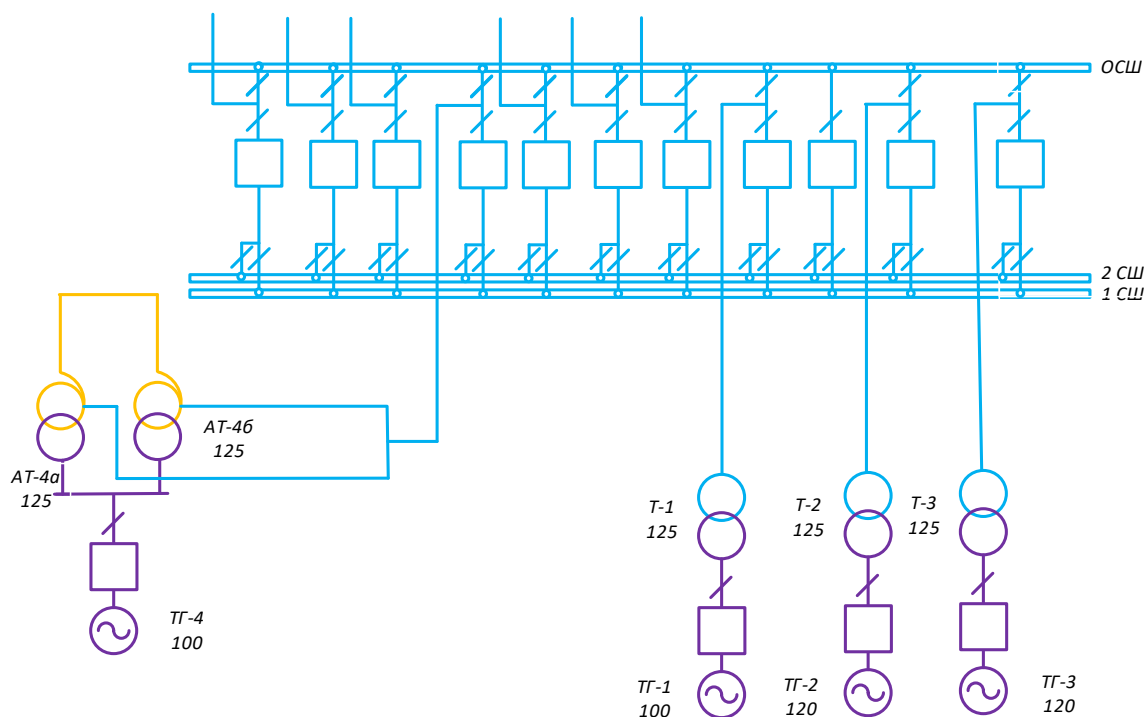


Рисунок 4 – Схема ВТЭЦ 2 110 кВ

Таблица 4 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	I <sub>х</sub> , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН- 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 <sub>НОМ</sub> , МВт	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-120-2У3	2	120	15.75	1500
ТВФ-100-2У3	2	100	15.75	1500

### Восточная ТЭЦ

По конструкции Восточная ТЭЦ представляет собой тепловую газотурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Установленная электрическая мощность станции составляет 139,5 МВт, тепловая мощность — 431,98 Гкал/ч. В качестве топлива используется природный газ сахалинских месторождений. Основное

оборудование станции включает в себя три газотурбинные установки LM 6000 PF Sprint, производства фирмы General Electric, три котла–утилизатора КУВ–46,4–130, три пиковых водогрейных котла КВ–ГМ–116,3–150 и два паровых котла ТТ–200. Выдача электроэнергии в энергосистему производится через комплектное распределительное устройство (КРУЭ) напряжением 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

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:

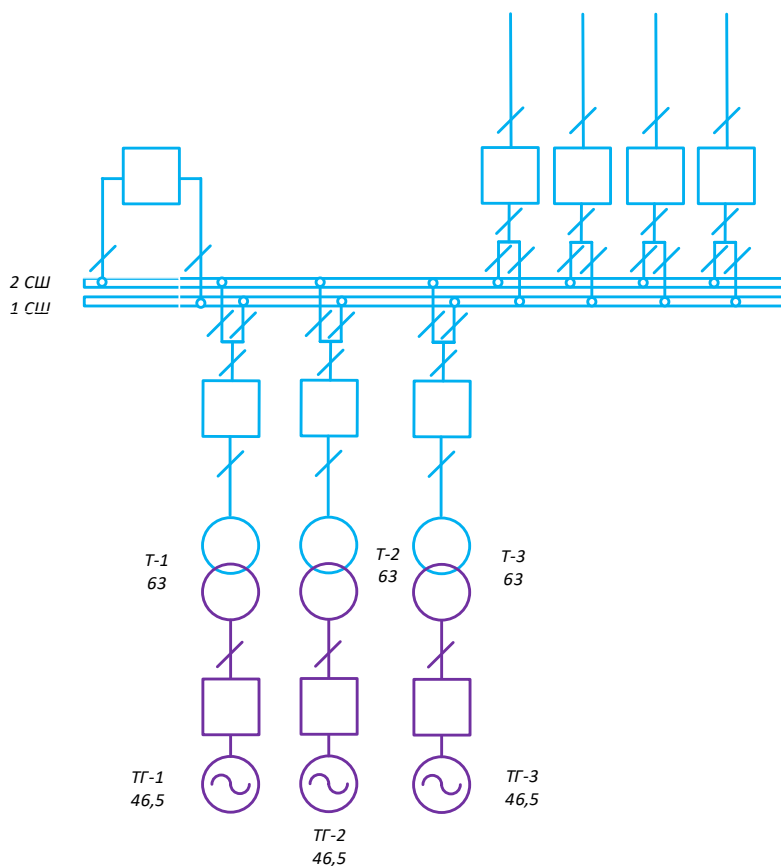


Рисунок 5 – Схема Восточной ТЭЦ 110 кВ

УНОМ: 110 кВ

Схема РУ: 13 Две рабочие системы шин.

Количество ячеек: 4 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

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 <sub>НОМ</sub> , МВт	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
LM 6000 PF Sprint	3	46.5	10.5	3000

## 2.4.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 8 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
ВТЭЦ 2 – Зеленый угол	220	АСК – 300	4.1	ВЛ
Зеленый угол – Патрокл		АСК – 300	8.8	ВЛ
Зеленый угол – Русская		АСК – 300	15.1	ВЛ
Русская – Патрокл		АСК – 300	6.3	ВЛ
Зеленый угол – Волна		АСК – 300	11.41	ВЛ
Зеленый угол – Владивосток		АСК – 300	62.5	ВЛ
Волна – Владивосток		АСК – 300	53.63	ВЛ
ВТЭЦ 2 – Голубинка	110	АС – 240	6.3	ВЛ
ВТЭЦ 2 – Голубинка		АС – 240	6.3	ВЛ
ВТЭЦ 2 – А		АС – 300	2.83	ВЛ
ВТЭЦ 2 – А		АС – 300	2.83	ВЛ
ВТЭЦ 2 – Оп.29		АС – 150	3.1	ВЛ
ВТЭЦ 2 – Оп.11		АС – 150	3.1	ВЛ
Патрокл – Оп.11		АС – 150	0.07	ВЛ
Загородная – Оп.11		АС – 120	0.6	ВЛ
Загородная – Оп.29		АС – 120	0.6	ВЛ

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
Оп.29 – Оп.8	110	АС – 150	0.2	ВЛ
Патрокл – Оп.8		АС – 150	2.8	ВЛ
Голдобин – Оп.8		АС – 150	0.75	ВЛ
Голдобин – Чуркин		АС – 150	2.43	ВЛ
Голдобин – Чуркин		АС – 150	2.43	ВЛ
Голубинка – Орлиная		АСО – 240	1.11	ВЛ
Голубинка – Залив		АС – 300	2.7	ВЛ
Орлиная – ВТЭЦ 1		АС – 240	1.24	ВЛ
Залив – Амурская		АС – 240	1	ВЛ
ВТЭЦ 1 – Оп 46		АС – 240	4.66	ВЛ
Амурская – Оп 28		АС – 240	1.9	ВЛ
Оп 46 – 1Р тяга		АС – 120	0.1	ВЛ
Оп 28 – 1Р тяга		АС – 120	0.1	ВЛ
Оп 46 – Волна		АС – 240	4.6	ВЛ
Оп 28 – 2Р		АС – 240	3.5	ВЛ
2Р – Волна		АС – 300	2.3	ВЛ
2Р – Стройиндустрия		АС – 300	3.4	ВЛ
2Р – Восточная ТЭЦ		АПвПу2г	5.2	КЛ
ВТЭЦ – Стройиндустрия		АПвПу2г	0.7	КЛ
ВТЭЦ – Зеленый угол		АПвПу2г	3.9	КЛ
ВТЭЦ – 1Р		АПвПу2г	2.2	КЛ
1Р – Мингородок		АС – 300	2.4	ВЛ
Зеленый угол – Мингородок		АС – 240	0.86	ВЛ
Зеленый угол – А		АС – 240	3.27	ВЛ
Зеленый угол – А		АС – 240	3.27	ВЛ
Волна – Бурун		АС – 300	4.29	ВЛ
Волна – 2Р	АС – 300	1.96	ВЛ	

Таблица 9 – Распределение проводников по классам номинального напряжения

U <sub>НОМ</sub> , кВ	Суммарная протяженность, км
220	161.84
110	76.96

Таблица 10 – Интервальная оценка сечений

U <sub>НОМ</sub> , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
220	АСК – 300	161.84
110	АС – 300	16.46
	АС – 240	31.47
	АС – 150	15.63
	АС – 120	1.4
	АПвПу2г	12

#### 2.4.3 Структурный анализ ПС

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки, установленных на них трансформаторов.

Таблица 11 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
1	2
ПС Зеленый угол	Узловая
ПС Русская	Транзитная
ПС Потрокл	Транзитная
ПС Голубинка	Отпаечная
ПС А	Узловая
ПС Загородная	Отпаечная
ПС Улисс	Отпаечная
ПС Голдобин	Узловая
ПС Чуркин	Тупиковая
ПС Владивосток	Узловая

1	2
ПС Волна	Узловая
ПС Орлиная	Транзитная
ПС Залив	Узловая
ПС Амурская	Транзитная
ПС 1Р тяга	Отпаечная
ПС 2Р	Узловая
ПС 1Р	Транзитная
ПС Стройиндустрия	Транзитная
ПС Мингородок	Транзитная

Таблица 12 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
1	2
ПС Зеленый угол	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС Русская	Мостик (5Н)
ПС Загородная	Мостик (5Н)
ПС Улисс	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
ПС Чуркин	Мостик (5Н)
ПС Орлиная	Мостик (5Н)
ПС Залив	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС Амурская	Мостик (5Н)



ПС 2Р	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
-------	---

Продолжение таблицы 12

1	2	
ПС 1Р	Мостик (5Н)	
ПС Стройиндустрия	Мостик (5Н)	
ПС Мингородок	Мостик (5Н)	
ПС Потрокл	220	Мостик (5Н)
	110	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС Голубинка	110	Мостик (5Н)
	35	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС А	110	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
	35	Две рабочие системы шин (13)
ПС Голдобин	110	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
	35	Одна рабочая секционированная

		выключателями система шин (9)
ПС Волна	220	Четырехугольник (7)
	110	Одна рабочая секционированная выключателям и обходная система шин (12)
ПС Владивосток	500	Треугольник (6Н)
	220	Две рабочие системы шин (13)

Таблица 13 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
ПС Зеленый угол	2 х АДЦТН–63000/220/110/10.5
ПС Русская	2 х АДЦТН–63000/220/110/10.5
ПС Потрокл	2 х АДЦТН–63000/220/110/10.5
ПС Голубинка	2 х ТДТН–40000/110/35/10
ПС А	2 х ТДТН –40000/110/35/10
ПС Загородная	ТРДТН–40000/110/10
	ТРДТН–20000/110/10
ПС Улисс	2 х ТРДТН–20000/110/10
ПС Голдобин	2 х ТДТН–40000/110/35/10
ПС Чуркин	2 х ТДН – 25000/110
ПС Владивосток	3 х АОДЦТН–167000/500/220/35
ПС Волна	2 х АДЦТН–125000/220/110/6.3
ПС Орлиная	2 х ТДТН–40000/110/35/10
ПС Залив	2 х ТДТН–40000/110/35/10
ПС Амурская	2 х ТДН – 25000/110
ПС 1Р тяга	2 х ТДТНЖ–40000/110/27/10
ПС 2Р	2 х ТРДН–40000/110
ПС 1Р	2 х ТДН – 16000/110

ПС Стройиндустрия	ТРДН–25000/110 ТДН – 16000/110
ПС Мингородок	2 x ТРДН–25000/110

Выбранный участок электрической сети имеет сложную замкнутую структуру с разнообразными связями и способами подключения ПС. Слабыми связями обладают проходные подстанции 220 и 110, так-как связь этих подстанций ограничивается связью с двумя другими элементами сети. В рассматриваемом районе выбранно19 подстанций, из них большую часть представляют ПС С двумя трансформаторами. Большинство линии в рассматриваемом эквиваленте номинального напряжения 220 кВ. Наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС – 300.

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

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

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

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

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

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

- сети 110 кВ и выше – замкнутыми;
- точки размыкания сетей 110–220 кВ должны быть обоснованы.

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

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

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

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

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Чуркин.

$$P_{Чуркин.}^{прог} = 11.5 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 13.41 \text{ МВт};$$

$$Q_{Чуркин.}^{прог} = 4 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 4.66 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

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

В качестве исходных данных возьмем нагрузки ПС принятые в максимум контрольного замера за 2020 год. Принятые мощности для ПС и данные контрольных замеров приведены в таблице 14. В таблицах 15 и 16 приведены параметры схемы замещения для расчета режима и эквивалент сети на рисунке 6.

Таблица 14 – Исходные данные для расчета режима

№	Название ПС	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Активная мощность принятая, МВт	Реактивная мощность принятая, МВар
1	2	3	4	5	6
1	ПС Волна 110 кВ	48,88	22,76	56,7	26,4
2	ПС Волна 6 кВ	15,86	6,47	18,4	7,5
3	ПС Зеленый угол 110 кВ	3,28	0,34	3,8	0,4
4	ПС Зеленый угол 10 кВ	15,52	2,93	18	3,4
5	ПС Патрокл 10 кВ	1,38	0,09	1,6	0,1
6	ВТЭЦ 2 220 кВ	6,72	5,17	7,8	6
7	ВТЭЦ 2 110 кВ	31,21	6,98	36,2	8,1
8	ВТЭЦ 2 10 кВ	10,34	6,81	12	7,9
9	ПС 2Р 110 кВ	17,93	6,47	20,8	7,5
10	ПС 1Р тяга 110 кВ	1,47	3,28	1,7	3,8
11	ПС Амурская 110 кВ	8,10	3,10	9,4	3,6

12	ПС Залив 110 кВ	24,74	1,90	28,7	2,2
13	ВТЭЦ 1 110 кВ	12,07	4,14	14	4,8
14	ПС Орлиная 110 кВ	0,17	0,09	0,2	0,1

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6
15	ПС Голубинка 110 кВ	19,14	6,38	22,2	7,4
16	ПС А 110 кВ	31,90	12,93	37	15
17	ПС Загородная 110 кВ	12,16	4,91	14,1	5,7
18	ПС Улисс 110 кВ	15,09	5,95	17,5	6,9
19	ПС Голдобин 110 кВ	21,90	7,84	25,4	9,1
20	ПС Чуркин 110 кВ	11,55	4,05	13,4	4,7
21	ПС Стройиндустрия 110 кВ	15,78	6,03	18,3	7
22	ПС 1Р 110 кВ	10,86	4,22	12,6	4,9
23	ПС Мингородок 110 кВ	10,43	4,31	12,1	5
24	ПС Русская 220 кВ	11,90	-16,29	13,8	-18,9
25	ПС Бурун	10,43	4,31	12,1	5

Таблица 15 – Выбранные узлы для схемы замещения и их параметры

Тип узла	Номер	Название	U_ном,кВ	P_н,МВт	Q_н,МВар	P_г,МВт	Q_г,МВар
1	2	3	4	5	6	7	8
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220			131,3	76,6

Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220				
Нагр	3	ПС Волна Н1	220				
Нагр	4	ПС Волна Н2	220				
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110	56,7	26,4		
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6	18,4	7,5		

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220				
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220				
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220				
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110	3,8	0,4		
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10	18	3,4		
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220				
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220				
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220				
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110				
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10	1,6	0,1		
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220	7,8	6	78	4
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220				
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220				
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110	36,2	8,1	172	36
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10	12	7,9	49	14
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110	20,8	7,5		

Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110	1,7	3,8		
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110	9,4	3,6		
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110	28,7	2,2		
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110	14	4,8		
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110	0,2	0,1		

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110	22,2	7,4		
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110	37	15		
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110	14,1	5,7		
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110	17,5	6,9		
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110	25,4	9,1		
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110	13,4	4,7		
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	18,3	7		
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110				
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110	12,6	4,9		
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110	12,1	5		
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220	13,8	-18,9		
Нагр	39	Оп 29	110				
Нагр	40	Оп 11	110				
Нагр	41	Оп 8	110				



Нагр	42	Оп 46	110				
Нагр	43	Оп 28	110				
Нагр	44	ПС Бурун	110	12,1	5		

Таблица 16 – Список ветвей

Тип	Начало	Конец	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6	7
Тр-р	2	3	ПС Волна 220 кВ – ПС Волна Н1	0,55	59,2	11,8
Тр-р	2	4	ПС Волна 220 кВ – ПС Волна Н2	0,55	59,2	11,8

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7
Тр-р	3	5	ПС Волна Н1 – ПС Волна 110 кВ	0,48		
Тр-р	4	5	ПС Волна Н2 – ПС Волна 110 кВ	0,48		
Тр-р	3	6	ПС Волна Н1 – ПС Волна 6 кВ	3,2	131	
Тр-р	4	6	ПС Волна Н2 – ПС Волна 6 кВ	3,2	131	
Тр-р	7	8	ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Зеленый угол Н1	1,4	104	6
Тр-р	7	9	ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Зеленый угол Н2	1,4	104	6
Тр-р	8	10	ПС Зеленый угол Н1 – ПС Зеленый угол 110 кВ	1,4		
Тр-р	9	10	ПС Зеленый угол Н2 – ПС Зеленый угол 110 кВ	1,4		
Тр-р	8	11	ПС Зеленый угол Н1 – ПС Зеленый угол 10 кВ	2,8	195,6	
Тр-р	9	11	ПС Зеленый угол Н2 – ПС Зеленый угол 10 кВ	2,8	195,6	
Тр-р	12	13	ПС Патрокл 220 кВ – ПС Патрокл Н1	1,4	104	6
Тр-р	12	14	ПС Патрокл 220 кВ – ПС Патрокл Н2	1,4	104	6
Тр-р	13	15	ПС Патрокл Н1 – ПС Патрокл 110 кВ	1,4		
Тр-р	14	15	ПС Патрокл Н2 – ПС Патрокл 110 кВ	1,4		
Тр-р	13	16	ПС Патрокл Н1 – ПС Патрокл 10 кВ	2,8	195,6	
Тр-р	14	16	ПС Патрокл Н2 – ПС Патрокл 10 кВ	2,8	195,6	
Тр-р	17	18	ВТЭЦ 2 220 кВ – ВТЭЦ 2 Н1	0,55	59,2	11,8

Тр-р	17	19	ВТЭЦ 2 220 кВ – ВТЭЦ 2 Н2	0,55	59,2	11,8
Тр-р	18	20	ВТЭЦ 2 Н1 – ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48		
Тр-р	19	20	ВТЭЦ 2 Н2 – ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48		
Тр-р	18	21	ВТЭЦ 2 Н1 – ВТЭЦ 2 10 кВ	3,2	131	
Тр-р	19	21	ВТЭЦ 2 Н2 – ВТЭЦ 2 10 кВ	3,2	131	
ЛЭП	17	7	ВТЭЦ 2 220 кВ – ПС Зеленый угол 220 кВ	0,4	1,76	-10,8
ЛЭП	7	12	ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Патрокл 220 кВ	0,86	3,77	-23,2
ЛЭП	7	38	ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Русская 220 кВ	1,48	6,48	-39,9
ЛЭП	12	38	ПС Патрокл 220 кВ – ПС Русская 220 кВ	0,62	2,7	-16,6
ЛЭП	7	2	ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Волна 220 кВ	1,12	4,89	-30,1

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7
ЛЭП	7	1	ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Владивосток 220 кВ	6,12	26,81	-165
ЛЭП	2	1	ПС Волна 220 кВ – ПС Владивосток 220 кВ	5,25	23	-141,6
ЛЭП	20	28	ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС Голубинка 110 кВ	0,76	2,55	-17,7
ЛЭП	20	28	ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС Голубинка 110 кВ	0,76	2,55	-17,7
ЛЭП	20	29	ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС А 110 кВ	0,28	1,21	-7,5
ЛЭП	20	29	ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС А 110 кВ	0,28	1,21	-7,5
ЛЭП	20	39	ВТЭЦ 2 110 кВ – Оп 29	0,61	1,3	-8,4
ЛЭП	20	40	ВТЭЦ 2 110 кВ – Оп 11	0,61	1,3	-8,4
ЛЭП	15	40	ПС Патрокл 110 кВ – Оп 11	0,01	0,01	-0,3
ЛЭП	30	40	ПС Загородная 110 кВ – Оп 11	0,13	0,22	-1,3
ЛЭП	30	40	ПС Загородная 110 кВ – Оп 11	0,13	0,22	-1,3
ЛЭП	39	41	Оп 29 – Оп 8	0,4	0,08	-0,5
ЛЭП	15	41	ПС Патрокл 110 кВ – Оп 8	0,55	1,17	-7,6
ЛЭП	32	41	ПС Голдобин 110 кВ – Оп 8	0,15	0,31	-2
ЛЭП	32	41	ПС Голдобин 110 кВ – Оп 8	0,15	0,31	-2
ЛЭП	32	33	ПС Голдобин 110 кВ – ПС Чуркин 110 кВ	0,48	1,02	-6,6
ЛЭП	32	33	ПС Голдобин 110 кВ – ПС Чуркин 110 кВ	0,48	1,02	-6,6
ЛЭП	28	25	ПС Голубинка 110 кВ – ПС Залив 110 кВ	0,26	1,16	-7,1
ЛЭП	26	27	ВТЭЦ 1 110 кВ – ПС Орлиная 110 кВ	0,15	0,5	-3,5

ЛЭП	25	24	ПС Залив 110 кВ – ПС Амурская 110 кВ	0,12	0,4	–2,8
ЛЭП	26	42	ВТЭЦ 1 110 кВ – Оп 46	0,56	1,89	–13,1
ЛЭП	24	43	ПС Амурская 110 кВ – Оп 28	0,23	0,77	–5,3
ЛЭП	5	42	ПС Волна 110 кВ – Оп 46	0,55	1,86	–12,9
ЛЭП	22	43	ПС 2Р 110 кВ – Оп 28	0,42	1,42	–9,8
ЛЭП	23	42	ПС 1Р тяга 110 кВ – Оп 46	0,02	0,04	–0,3
ЛЭП	23	43	ПС 1Р тяга 110 кВ – Оп 28	0,02	0,04	–0,3
ЛЭП	36	37	ПС 1Р 110 кВ – ПС Мингородок 110 кВ	0,23	1,03	–6,3
ЛЭП	10	37	ПС Зеленый угол 110 кВ – ПС Мингородок 110 кВ	0,12	0,45	–2,8
ЛЭП	35	22	Восточная ТЭЦ 110 кВ – ПС 2Р 110 кВ	0,52	3,17	

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7
ЛЭП	35	34	Восточная ТЭЦ 110 кВ – ПС Стройиндустрия 110 кВ	0,07	0,43	
ЛЭП	35	36	Восточная ТЭЦ 110 кВ – ПС 1Р 110 кВ	0,39	2,38	
ЛЭП	35	10	Восточная ТЭЦ 110 кВ – ПС Зеленый угол 110 кВ	0,22	1,34	
ЛЭП	39	31	Оп 29 – ПС Улисс 110 кВ	0,02	0,04	–0,3
ЛЭП	41	31	Оп 8 – ПС Улисс 110 кВ	0,02	0,04	–0,3
ЛЭП	10	29	ПС Зеленый угол 110 кВ – ПС А 110 кВ	0,39	1,32	–9,2
ЛЭП	10	29	ПС Зеленый угол 110 кВ – ПС А 110 кВ	0,39	1,32	–9,2
ЛЭП	34	22	ПС Стройиндустрия 110 кВ – ПС 2Р 110 кВ	0,33	1,46	–9
ЛЭП	5	22	ПС Волна 110 кВ – ПС 2Р 110 кВ	0,22	0,99	–6
ЛЭП	5	44	ПС Волна 110 кВ – ПС Бурун	0,42	1,84	–11,3
ЛЭП	44	22	ПС Бурун – ПС 2Р 110 кВ	0,19	0,84	–5,2
ЛЭП	26	27	ВТЭЦ 1 110 кВ – ПС Орлиная 110 кВ	0,13	0,45	–3,1
ЛЭП	27	28	ПС Орлиная 110 кВ – ПС Голубинка 110 кВ	0,15	0,5	–3,5

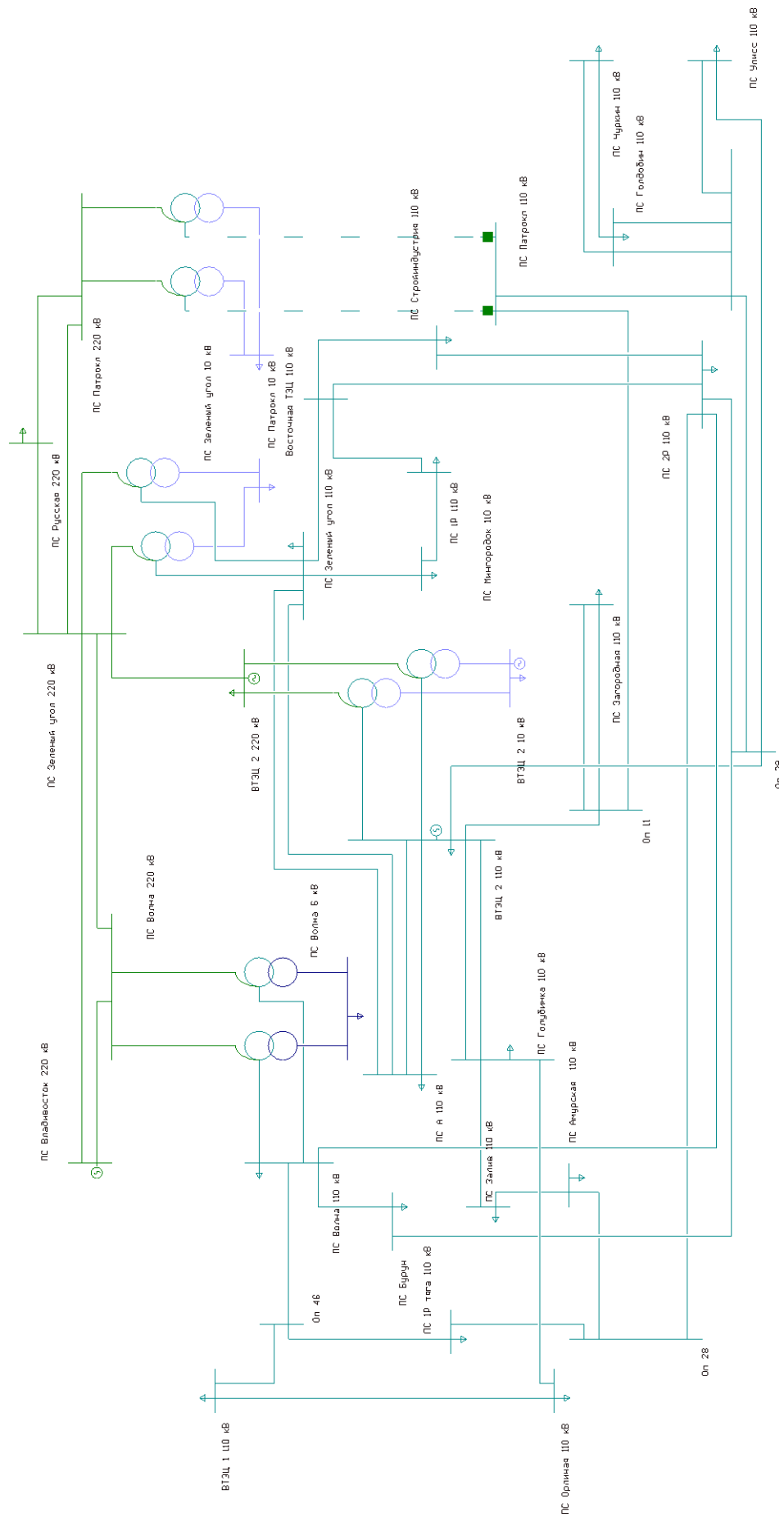


Рисунок 6 – Эквивалент сети для расчета режима

Токовая нагрузка наиболее загруженных линий, представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$ , %
1	2	3	4
ВТЭЦ 2 110 кВ – Оп 29	222	445	49,8
Оп 29 – ПС Улисс 110 кВ	199	445	44,6
ВТЭЦ 2 110 кВ – Оп 11	158	445	35,4
ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС Голубинка 110 кВ	215	610	35,3
ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС Голубинка 110 кВ	215	619	34,8
ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС А 110 кВ	212	690	30,7
ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС А 110 кВ	212	690	30,7
ПС Волна 220 кВ – ПС Владивосток 220 кВ	200	690	30,4
ПС Зеленый угол 110 кВ – ПС Мингородок 110 кВ	163	610	26,7
ПС Голубинка 110 кВ – ПС Залив 110 кВ	181	690	26,3
ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Владивосток 220 кВ	166	690	25,8
Оп 8 – ПС Улисс 110 кВ	104	445	23,5
ПС Голдобин 110 кВ – Оп 8	104	445	23,4
ПС Голдобин 110 кВ – Оп 8	104	445	23,4
ПС Орлиная 110 кВ – ПС Голубинка 110 кВ	132	610	21,7
ПС Зеленый угол 110 кВ – ПС А 110 кВ	113	610	18,5
ПС Зеленый угол 110 кВ – ПС А 110 кВ	113	610	18,5
ПС Патрокл 110 кВ – Оп 8	81	445	18,2
ПС Патрокл 110 кВ – Оп 11	81	445	18,2
ВТЭЦ 2 220 кВ – ПС Зеленый угол 220 кВ	96	690	14,2
ПС 1Р 110 кВ – ПС Мингородок 110 кВ	97	690	14
ПС 1Р тяга 110 кВ – Оп 46	48	380	12,7
ВТЭЦ 1 110 кВ – ПС Орлиная 110 кВ	69	610	11,4
ВТЭЦ 1 110 кВ – ПС Орлиная 110 кВ	62	610	10,2
ПС Загородная 110 кВ – Оп 11	38	380	10,1
ПС Загородная 110 кВ – Оп 11	38	380	10,1
ПС 1Р тяга 110 кВ – Оп 28	37	380	9,9
ВТЭЦ 1 110 кВ – Оп 46	58	610	9,5
ПС Стройиндустрия 110 кВ – ПС 2Р 110 кВ	61	690	8,8

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4
ПС Голдобин 110 кВ – ПС Чуркин 110 кВ	36	445	8,1
ПС Голдобин 110 кВ – ПС Чуркин 110 кВ	36	445	8,1
Оп 29 – Оп 8	35	445	7,8
ПС Залив 110 кВ – ПС Амурская 110 кВ	38	610	6,3
ПС Бурун – ПС 2Р 110 кВ	38	690	5,6
ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Патрокл 220 кВ	31	690	4,9
ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Русская 220 кВ	29	690	4,8
ПС Патрокл 220 кВ – ПС Русская 220 кВ	29	690	4,4
ПС Волна 110 кВ – ПС Бурун	28	690	4,1
ПС 2Р 110 кВ – Оп 28	23	610	3,8
ПС Волна 110 кВ – ПС 2Р 110 кВ	23	690	3,4
ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Волна 220 кВ	24	690	3,4
ПС Волна 110 кВ – Оп 46	17	610	2,8
ПС Амурская 110 кВ – Оп 28	14	610	2,3

Практически все ВЛ загружены оптимально, из чего можно сделать вывод, что сечение этих линий выбрано верно. В нормальном режиме потери мощности в сети составили 2.5 МВт. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах не превышая максимально допустимого. Схема нормального режима сети показана на рисунке 6.

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

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

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

– отключена ВЛ ВТЭЦ 2 – Улисс;

– отключен один из трансформаторов ПС Волна.

При отключении ВЛ ВТЭЦ 2 – Улисс мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются загружены оптимально, но также появилась одна перегруженная линия. Токовая загрузка наиболее загруженных линий, представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$ , %
1	2	3	4
ВТЭЦ 2 110 кВ – Оп 11	381	445	85,5
ПС Патрокл 110 кВ – Оп 8	303	445	68,2
ПС Патрокл 110 кВ – Оп 11	304	445	68,2
ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС Голубинка 110 кВ	215	610	35,3
ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС Голубинка 110 кВ	215	619	34,8
ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС А 110 кВ	212	690	30,7
ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС А 110 кВ	212	690	30,7
ПС Волна 220 кВ – ПС Владивосток 220 кВ	200	690	30,5
ПС Зеленый угол 110 кВ – ПС Мингородок 110 кВ	163	610	26,7
ПС Голубинка 110 кВ – ПС Залив 110 кВ	181	690	26,3
ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Владивосток 220 кВ	166	690	25,9
ПС Голдобин 110 кВ – Оп 8	105	445	23,5
ПС Голдобин 110 кВ – Оп 8	105	445	23,5
ПС Орлиная 110 кВ – ПС Голубинка 110 кВ	132	610	21,7
Оп 8 – ПС Улисс 110 кВ	96	445	21,6
ПС Зеленый угол 110 кВ – ПС А 110 кВ	113	610	18,5
ПС Зеленый угол 110 кВ – ПС А 110 кВ	113	610	18,5
ВТЭЦ 2 220 кВ – ПС Зеленый угол 220 кВ	97	690	14,2
ПС 1Р 110 кВ – ПС Мингородок 110 кВ	97	690	14
ПС 1Р тяга 110 кВ – Оп 46	48	380	12,7
ВТЭЦ 1 110 кВ – ПС Орлиная 110 кВ	69	610	11,4
ВТЭЦ 1 110 кВ – ПС Орлиная 110 кВ	62	610	10,2
ПС Загородная 110 кВ – Оп 11	39	380	10,2
ПС Загородная 110 кВ – Оп 11	39	380	10,2
ПС 1Р тяга 110 кВ – Оп 28	37	380	9,9
ВТЭЦ 1 110 кВ – Оп 46	58	610	9,5

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4
ПС Голдобин 110 кВ – ПС Чуркин 110 кВ	36	445	8,1
ПС Голдобин 110 кВ – ПС Чуркин 110 кВ	36	445	8,1
ПС Залив 110 кВ – ПС Амурская 110 кВ	38	610	6,3
ПС Бурун – ПС 2Р 110 кВ	38	690	5,6
ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Патрокл 220 кВ	31	690	4,9
ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Русская 220 кВ	29	690	4,8
ПС Патрокл 220 кВ – ПС Русская 220 кВ	29	690	4,4
ПС Волна 110 кВ – ПС Бурун	29	690	4,1
ПС 2Р 110 кВ – Оп 28	23	610	3,8
ПС Волна 110 кВ – ПС 2Р 110 кВ	24	690	3,5
ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Волна 220 кВ	24	690	3,4
ПС Волна 110 кВ – Оп 46	17	610	2,8
ПС Амурская 110 кВ – Оп 28	14	610	2,3

При отключении одного из трансформаторов ПС Волна мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются загружены оптимально. Токовая нагрузка наиболее загруженных линий, представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$ , %
ВТЭЦ 2 110 кВ – Оп 29	220	445	49,4
Оп 29 – ПС Улисс 110 кВ	197	445	44,2
ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС Голубинка 110 кВ	239	610	39,2
ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС Голубинка 110 кВ	239	619	38,7
ВТЭЦ 2 110 кВ – Оп 11	156	445	35,1
ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС А 110 кВ	219	690	31,7
ВТЭЦ 2 110 кВ – ПС А 110 кВ	219	690	31,7
ПС Волна 220 кВ – ПС Владивосток 220 кВ	203	690	31,1
ПС Голубинка 110 кВ – ПС Залив 110 кВ	210	690	30,4
ПС Зеленый угол 110 кВ – ПС Мингородок 110 кВ	175	610	28,7
ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Владивосток 220 кВ	172	690	26,7
ПС Орлиная 110 кВ – ПС Голубинка 110 кВ	157	610	25,7



## Продолжение таблицы 19

1	2	3	4
Оп 8 – ПС Улисс 110 кВ	104	445	23,3
ПС Голдобин 110 кВ – Оп 8	103	445	23,2
ПС Голдобин 110 кВ – Оп 8	103	445	23,2
ПС Зеленый угол 110 кВ – ПС А 110 кВ	123	610	20,1
ПС Зеленый угол 110 кВ – ПС А 110 кВ	123	610	20,1
ПС Патрокл 110 кВ – Оп 8	80	445	18,1
ПС Патрокл 110 кВ – Оп 11	80	445	18
ПС 1Р 110 кВ – ПС Мингородок 110 кВ	111	690	16
ПС Стройиндустрия 110 кВ – ПС 2Р 110 кВ	108	690	15,7
ВТЭЦ 1 110 кВ – Оп 46	90	610	14,8
ПС Волна 110 кВ – ПС 2Р 110 кВ	96	690	13,9
ВТЭЦ 1 110 кВ – ПС Орлиная 110 кВ	82	610	13,5
ПС Волна 110 кВ – Оп 46	79	610	12,9
ВТЭЦ 1 110 кВ – ПС Орлиная 110 кВ	74	610	12,1
ПС 1Р тяга 110 кВ – Оп 46	43	380	11,2
ПС Зеленый угол 220 кВ – ПС Волна 220 кВ	77	690	11,2
ПС Залив 110 кВ – ПС Амурская 110 кВ	68	610	11,1
ПС Загородная 110 кВ – Оп 11	38	380	10
ПС Загородная 110 кВ – Оп 11	38	380	10
ВТЭЦ 2 220 кВ – ПС Зеленый угол 220 кВ	62	690	9,2
ПС Бурун – ПС 2Р 110 кВ	62	690	9
ПС Голдобин 110 кВ – ПС Чуркин 110 кВ	36	445	8
ПС Голдобин 110 кВ – ПС Чуркин 110 кВ	36	445	8
Оп 29 – Оп 8	34	445	7,7
ПС 2Р 110 кВ – Оп 28	42	610	7
ПС 1Р тяга 110 кВ – Оп 28	24	380	6,2
ПС Амурская 110 кВ – Оп 28	38	610	6,2

Данные по потерям сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	2.5
Отключена ВТЭЦ 2 – Улисс	2.78
Отключен один из трансформаторов ПС Волна	2.77

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 7 и 8.

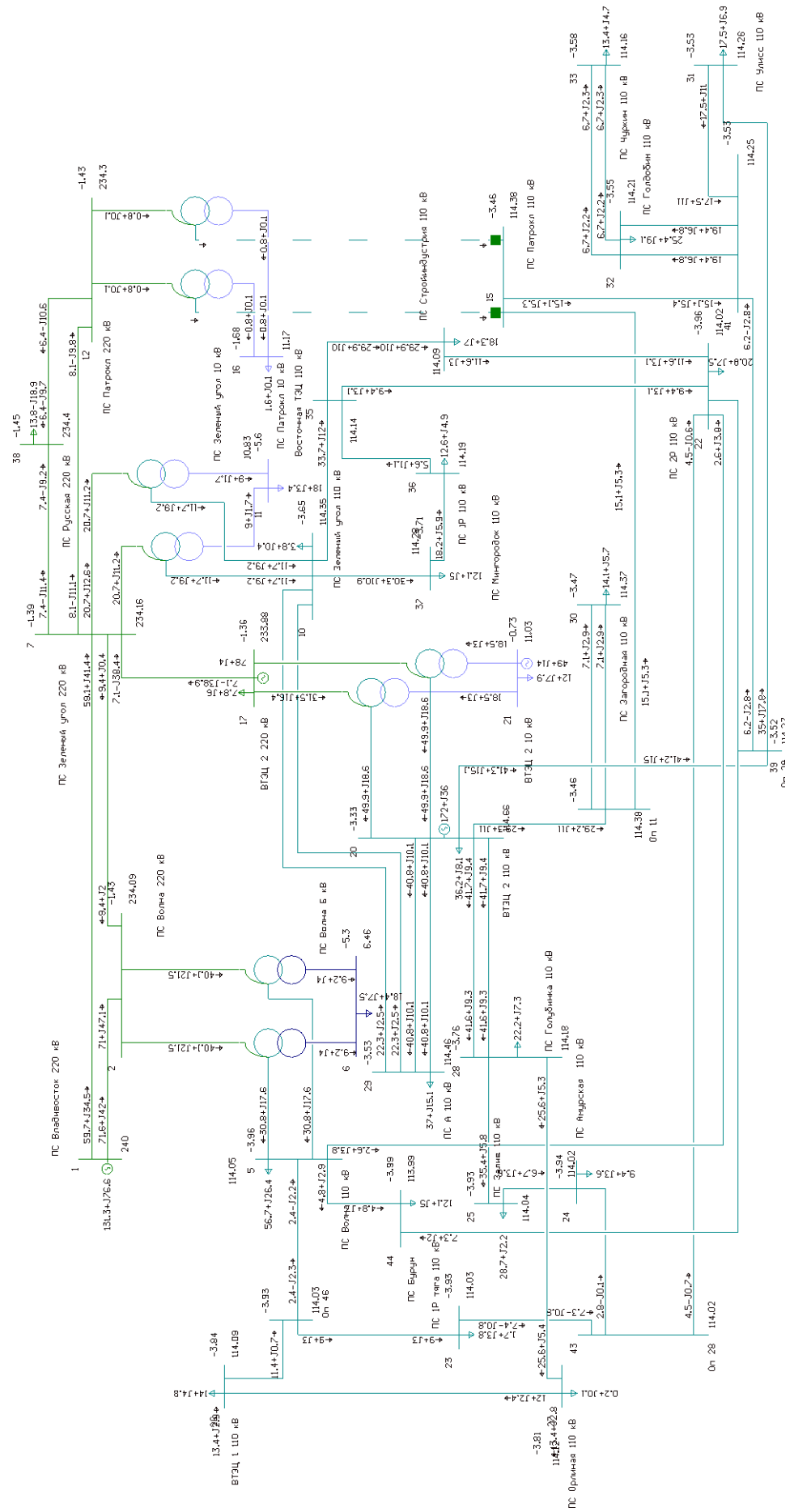


Рисунок 7 – Схема нормального режима сети

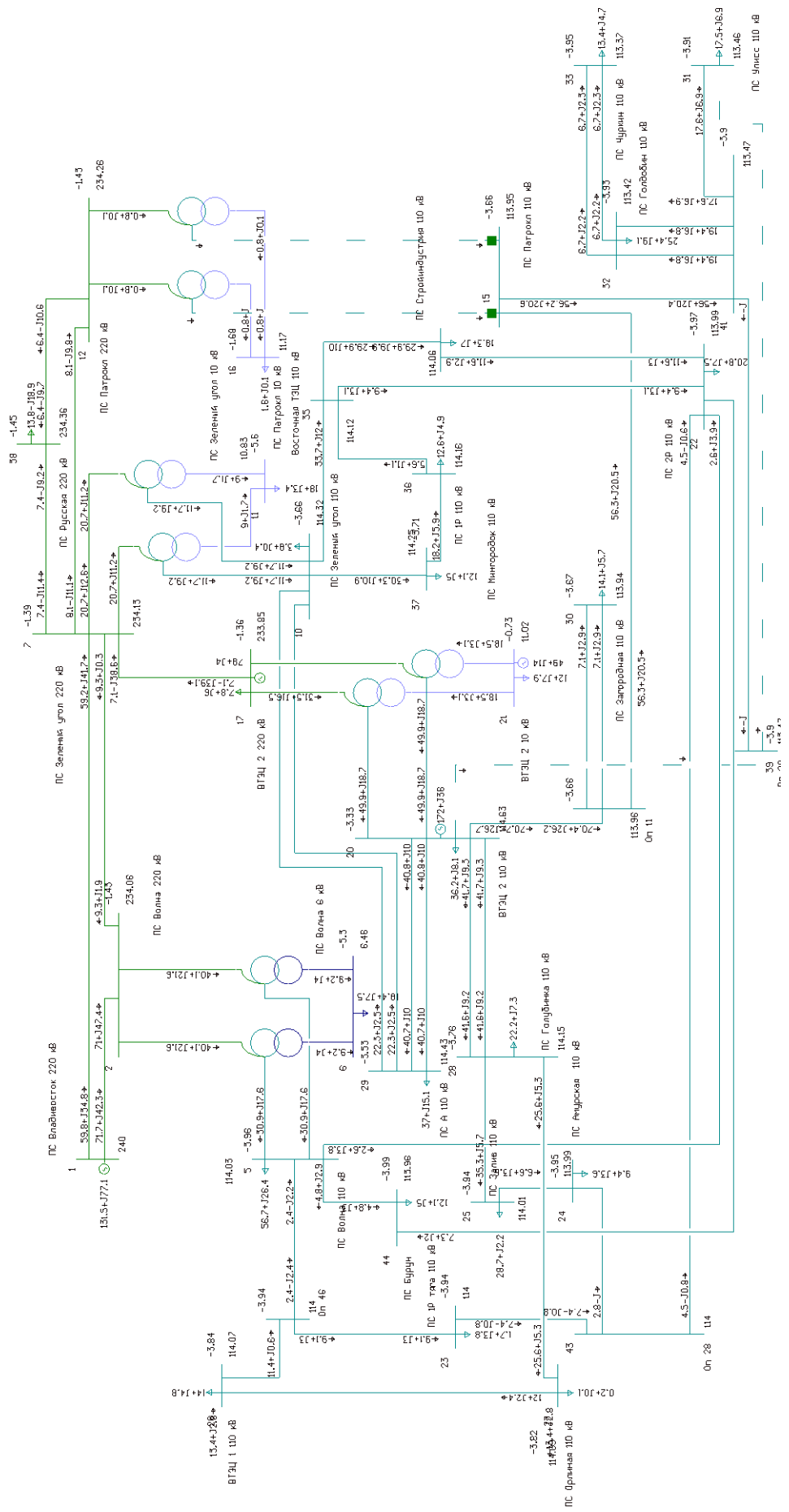
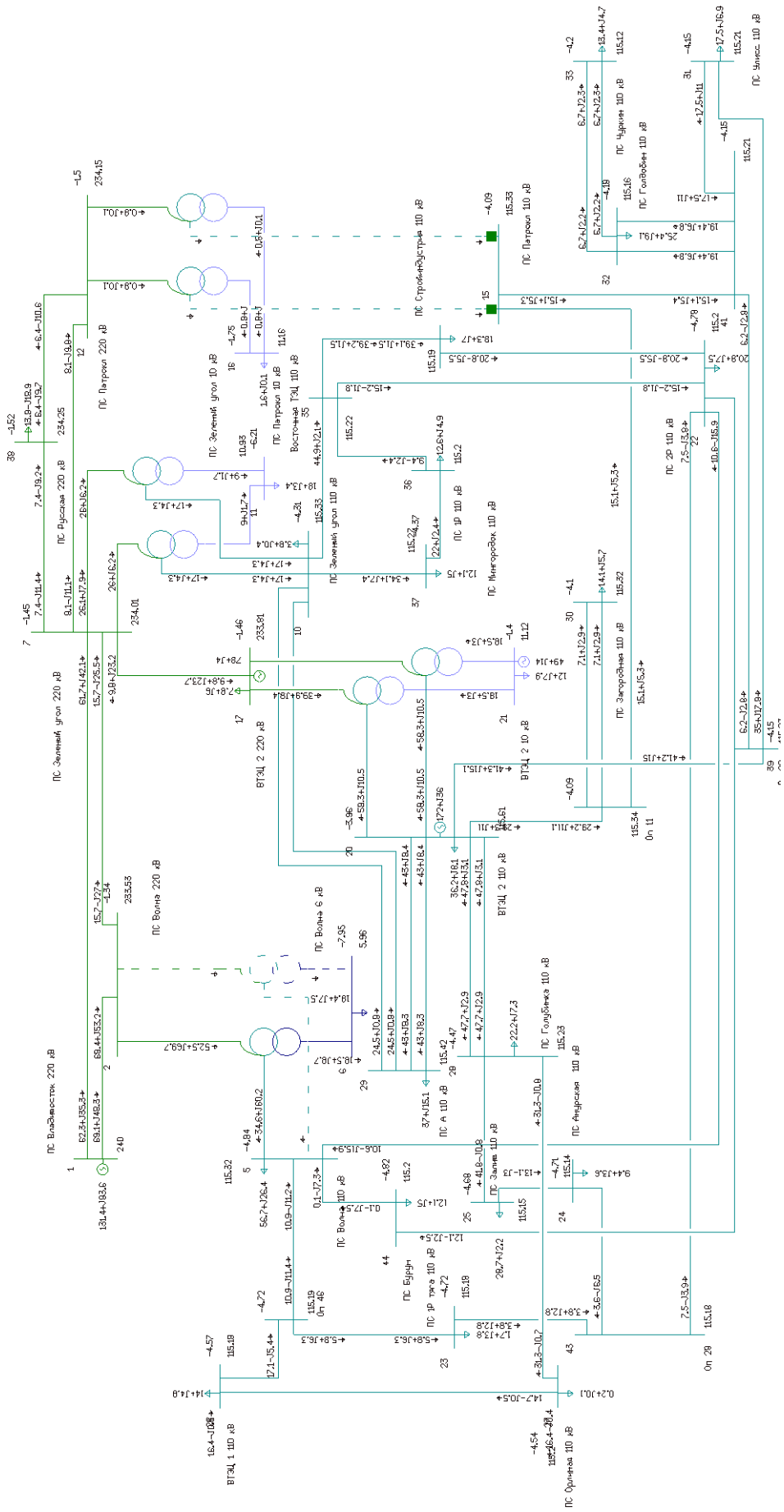


Рисунок 8 – отключена ВЛ ВТЭЦ 2 – Улисс

Рисунок 9– отключен один из трансформаторов ПС Волна



### 3 ВАРИАНТЫ РЕШЕНИЯ ПОСТАВЛЕННОЙ ПРОБЛЕМЫ

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

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

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

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики Приморского края на период 2021 – 2026 годов» предполагается строительство ПС Дальзавод, предполагаемая электрическая мощность ПС Дальзавод составит до 15 МВт и ПС Соллерс предполагаемая электрическая мощность составит до 30 МВт.

**Вариант 1.** Предусматривает подключение ПС Дальзавод к ПС А, а ПС Соллерс к ПС Голдобин на напряжение 110 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 110 кВ Дальзавод;
- строительство ПС 110 кВ Соллерс;
- строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС А;
- строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС Голдобин.

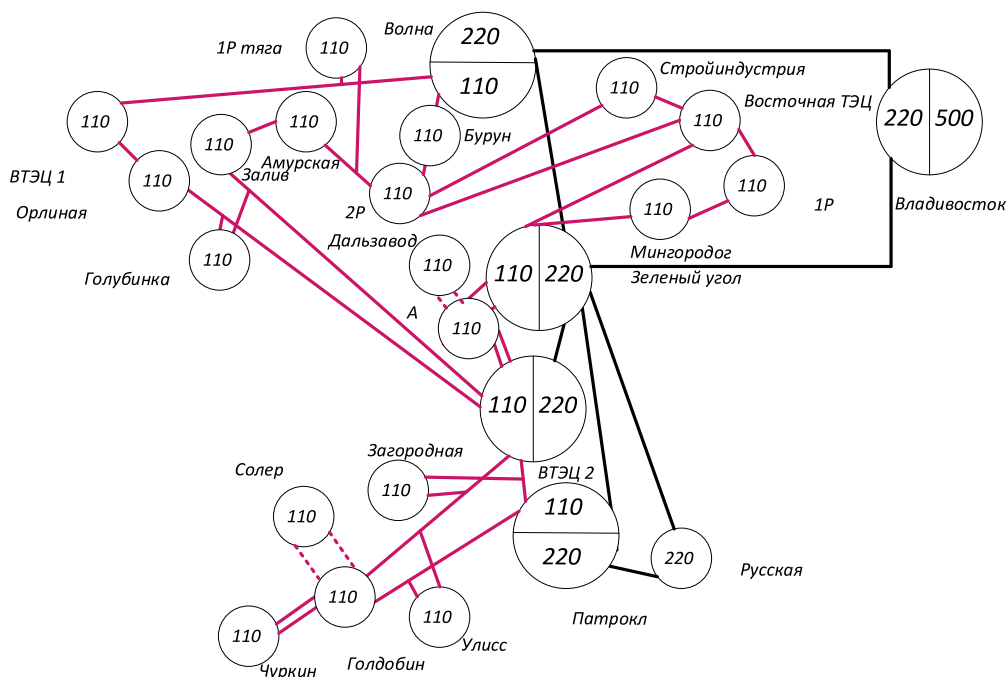


Рисунок 10 – Вариант подключения 1

**Вариант 2.** Предусматривает подключение ПС Дальзавод к существующим сетям на напряжение 110 кВ, а ПС Солерс к ПС Голдобин на напряжение 110 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 110 кВ Дальзавод;
- строительство ПС 110 кВ Солерс;
- строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС Голдобин;
- строительство двух ВЛ 110 кВ от существующей сети 110 кВ.

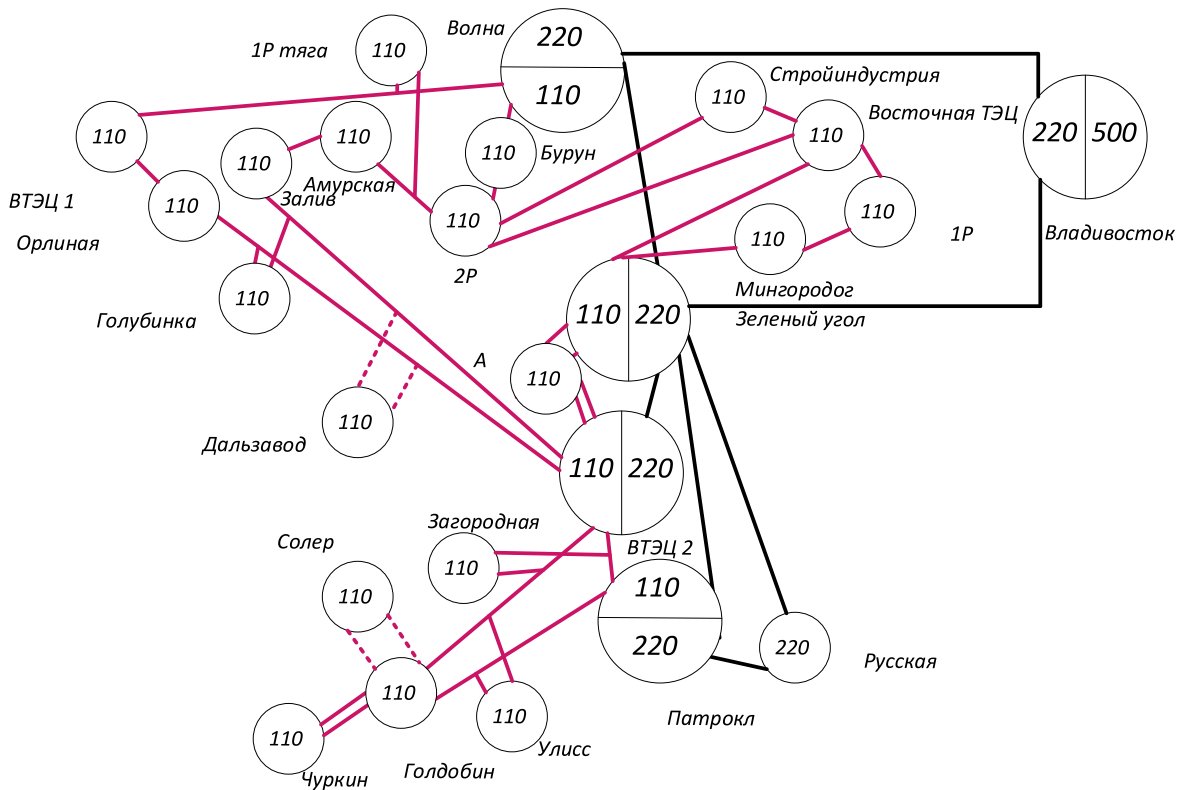


Рисунок 11 – Вариант подключения 2

**Вариант 3.** Предусматривает подключение ПС Дальзавод к ПС А, а ПС Солерс к ПС Голдобин на напряжение 110 кВ и строительство одной ВЛ 110 кВ Дальзавод – Солерс. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 110 кВ Дальзавод;
- строительство ПС 110 кВ Солерс;
- строительство одной ВЛ 110 кВ от ПС А;
- строительство одной ВЛ 110 кВ Дальзавод – Солерс;
- строительство одной ВЛ 110 кВ от ПС Голдобин.

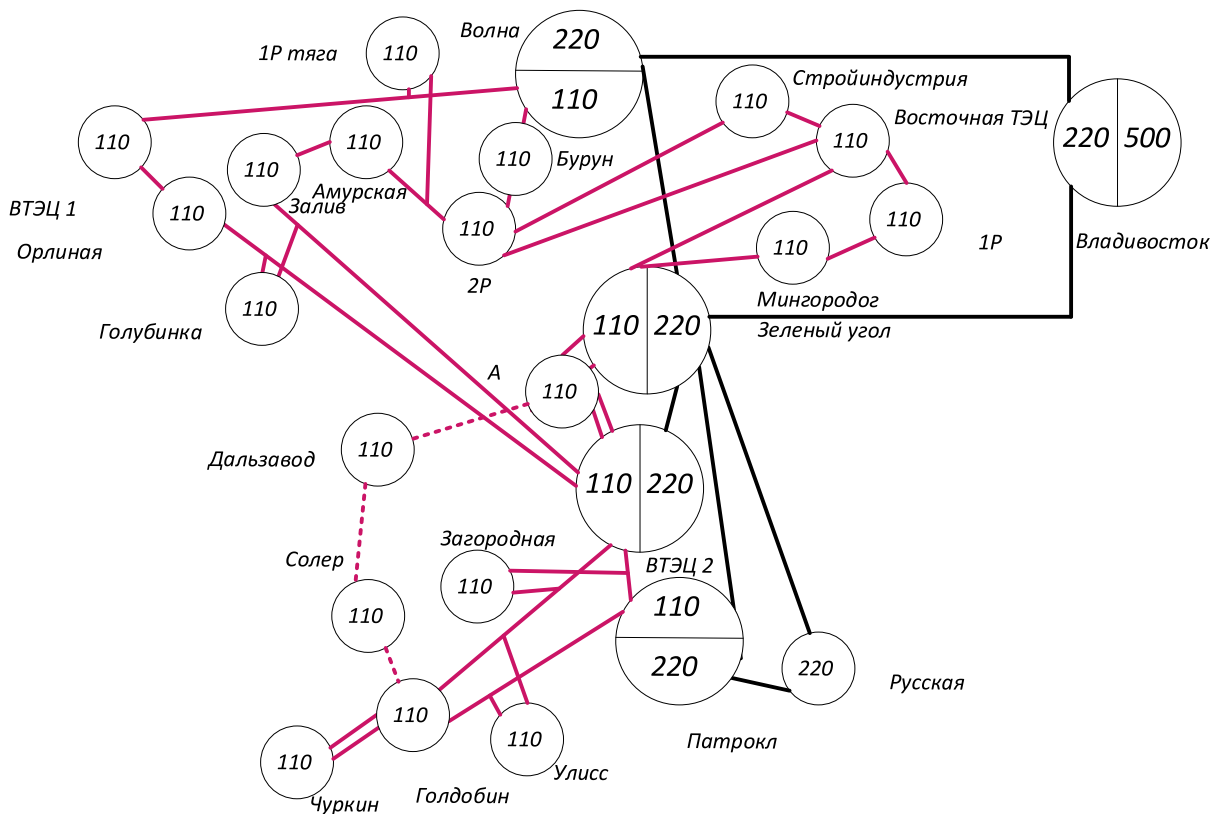


Рисунок 12 – Вариант подключения 3

**Вариант 4.** Предусматривает подключение ПС Дальзавод к ПС А, а ПС Солерс к ПС Чуркин на напряжение 110 кВ и строительство одной ВЛ 110 кВ Дальзавод – Солерс. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 110 кВ Дальзавод;
- строительство ПС 110 кВ Солерс;
- строительство одной ВЛ 110 кВ от ПС А;
- строительство одной ВЛ 110 кВ Дальзавод – Солерс;
- строительство одной ВЛ 110 кВ от ПС Чуркин.

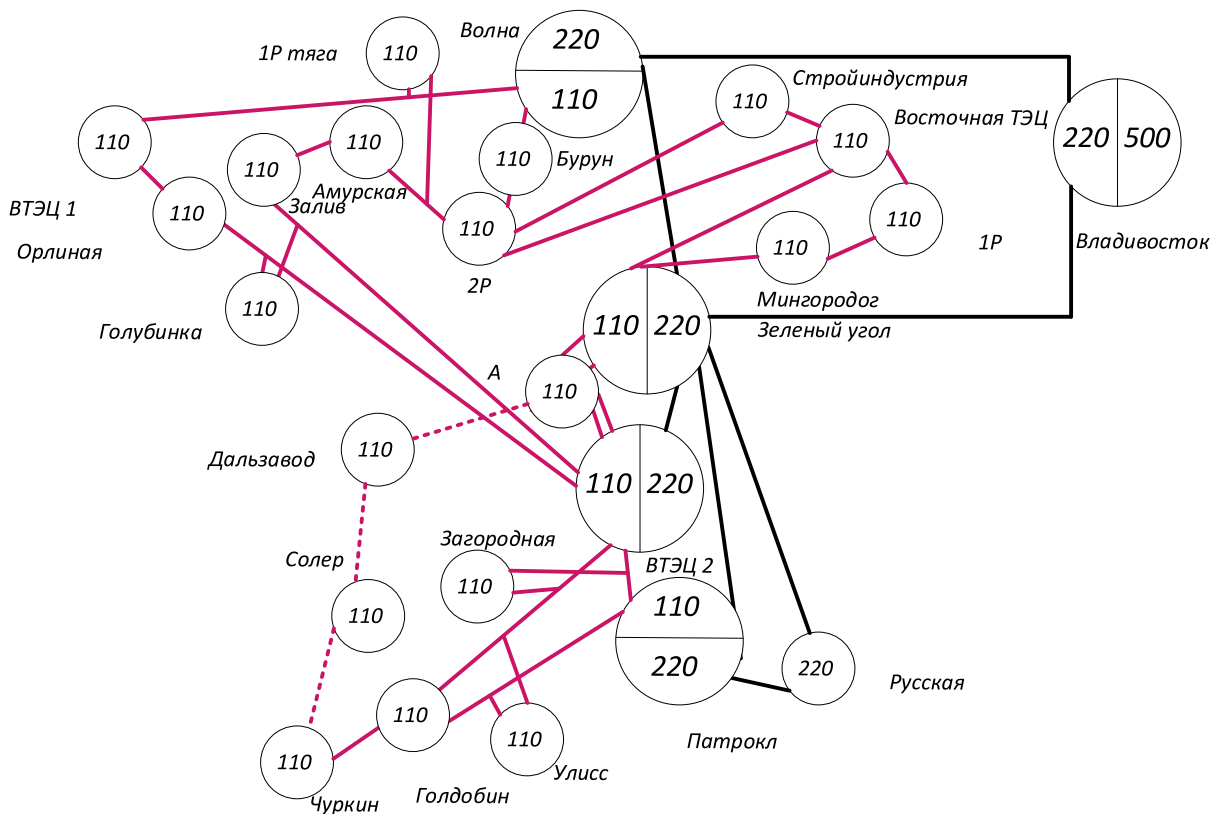


Рисунок 13 – Вариант подключения 3

### 3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

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

3.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Дальзавод к ПС А, а ПС Солерс к ПС Голдобин на напряжение 110 кВ.

При подключении ПС Дальзавод к сетям 110 кВ необходимо строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС А длиной 3 км.

При подключении ПС Солерс к сетям 110 кВ необходимо строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС Голдобин длиной 3 км.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Дальзавод предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН – 16000/110/10.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Солерс предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН – 25000/110/10.



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

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

$$K_3^{н.р.} = \frac{30}{25 \cdot 2} = 0.6.$$

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

$$K_3^{н.р.} = \frac{30}{25} = 1.2.$$

Для ПС Дальзавод выбираем следующие типовые схему РУ:

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

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

Для ПС Солерс выбираем следующие типовые схему РУ:

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

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

Проектируемая ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС, будут выполнены проводами марки АС–70 расчет приведен в приложении Б.

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

на РУ 110 кВ. Для распределительного устройства 10 кВ примем к установке КРУ–СЭЩ–63.

### Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ.

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

#### Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ.

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

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

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 160 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 112.78 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 6000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 3011 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

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

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

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

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

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

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

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

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

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

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

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

Для ПС Дальзавод выбраны выключатели ВГБУ–110–50/2000 УХЛ1 и ВВУ–СЭЩ–10/630.

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

Таким образом время отключения равно [10]:

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

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

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

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

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

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

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{к.расч} < B_{к.ном}; \quad (8)$$

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

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

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

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

Выключатель проверяется на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

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

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

$\beta_n$  – содержание апериодической составляющей.

Расчётное значение апериодической составляющей определяется по формуле [10]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (11)$$

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

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой}; \quad (12)$$

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

Подробный расчет приведен в приложении Б. Результаты по выбору сведены в таблицу 21.

Таблица 22 – Выбор выключателей на стороне 110 кВ и 10 кВ ПС Дальзавод

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 92$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{n0} = 7.46$ кА	$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{откл.ном} > I_{n0}$
$i_{y\delta} = 18.46$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} > i_{y\delta}$
$B_{к.расч} = 73.46$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} = 3200$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 10.2$ кА	$i_{аном} = 90,51$ кА	$i_{аном} > i_a$
$U_c = 10.5$ кВ	$U_{ном} = 10.5$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 160$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{n0} = 43.11$ кА	$I_{откл.ном} = 52$ кА	$I_{откл.ном} > I_{n0}$
$i_{y\delta} = 112.78$ кА	$i_{дин} = 125$ кА	$i_{дин} > i_{y\delta}$
$B_{к.расч} = 3011$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} = 6000$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 59.95$ кА	$i_{аном} = 102$ кА	$i_{аном} > i_a$

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах, анализируя токовую загрузку ЛЭП можно сделать вывод что большинство линии загружены оптимально.

При отключении одной из линий или одного из трансформаторов отклонений по напряжению не наблюдается, а линии все также являются загружены оптимально. Подробный расчет приведен в приложении Г.

Таблица 23 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	257	445	57,8
Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	229	445	51,5
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	207	445	46,6
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	185	445	41,6

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	185	445	41,6
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	258	690	38,8
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	225	690	34,3
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	236	690	34,2
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	236	690	34,2
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	208	610	34,1
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	208	619	33,7
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	83	265	31,3
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	83	265	31,3
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	136	445	30,7
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	156	610	25,6
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	174	690	25,3
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	127	610	20,8
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	84	445	18,9
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	98	610	16,1
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	98	610	16,1
ПС А 110 кВ - ПС Дальзавод 110 кВ	41	265	15,6
ПС А 110 кВ - ПС Дальзавод 110 кВ	41	265	15,6
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	93	690	13,7
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	51	380	13,4
ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	91	690	13,2
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	81	690	11,8
ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	66	610	10,9

Таблица 24 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	245	11,36
ПС Волна 220 кВ	220	237,55	7,98
ПС Волна Н1	220	231,54	5,24
ПС Волна Н2	220	231,54	5,24
ПС Волна 110 кВ	110	115,73	5,21
ПС Волна 6 кВ	6	6,56	4,06
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	237,34	7,88
ПС Зеленый угол Н1	220	232,04	5,47
ПС Зеленый угол Н2	220	232,04	5,47
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	115,98	5,44
ПС Зеленый угол 10 кВ	10	10,99	4,65
ПС Патрокл 220 кВ	220	237,15	7,79
ПС Патрокл Н1	220	232,49	5,68
ПС Патрокл Н2	220	232,49	5,68
ПС Патрокл 110 кВ	110	116,19	5,63
ПС Патрокл 10 кВ	10	11,09	5,59
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	237,06	7,76
ВТЭЦ 2 Н1	220	232,73	5,79
ВТЭЦ 2 Н2	220	232,73	5,79
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	116,31	5,74
ВТЭЦ 2 10 кВ	10	11,18	6,51
ПС 2Р 110 кВ	110	115,69	5,17
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	115,7	5,18
ПС Амурская 110 кВ	110	115,69	5,17
ПС Залив 110 кВ	110	115,71	5,19
ВТЭЦ 1 110 кВ	110	115,76	5,24

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
ПС Орлиная 110 кВ	110	115,79	5,26
ПС Голубинка 110 кВ	110	115,84	5,31
ПС А 110 кВ	110	116,07	5,52
ПС Загородная 110 кВ	110	116,18	5,62
ПС Улисс 110 кВ	110	115,85	5,32
ПС Голдобин 110 кВ	110	115,76	5,23
ПС Чуркин 110 кВ	110	115,71	5,19
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	115,74	5,22
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	115,79	5,27
ПС 1Р 110 кВ	110	115,82	5,3
ПС Мингородок 110 кВ	110	115,91	5,37
ПС Русская 220 кВ	220	237,34	7,88
Оп 29	110	115,86	5,33
Оп 11	110	116,19	5,63
Оп 8	110	115,84	5,31
Оп 46	110	115,7	5,18
Оп 28	110	115,7	5,18
ПС Бурун	110	115,66	5,15
ПС Дальзавод 110 кВ	110	115,98	5,44
ПС Дальзавод 10 кВ	10	10,96	4,42
ПС Солер 110 кВ	110	115,58	5,08
ПС Солер 10 кВ	10	11	4,78



Таблица 25 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	166	265	62,8
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	256	445	57,6
Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	230	445	51,7
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	206	445	46,3
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	185	445	41,7
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	185	445	41,7
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	258	690	38,8
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	225	690	34,3
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	236	690	34,2
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	236	690	34,2
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	208	610	34,2
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	208	619	33,7
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	136	445	30,7
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	156	610	25,6
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	175	690	25,3
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	127	610	20,8
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	84	445	19
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	98	610	16,1
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	98	610	16,1
ПС А 110 кВ - ПС Дальзавод 110 кВ	41	265	15,6
ПС А 110 кВ - ПС Дальзавод 110 кВ	41	265	15,6
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	93	690	13,7
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	51	380	13,4
ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	91	690	13,2

## Продолжение таблицы 25

1	2	3	4
ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	66	610	10,9
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 28	40	380	10,6
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	38	380	10
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	38	380	10

Таблица 26 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	245	11,36
ПС Волна 220 кВ	220	237,55	7,98
ПС Волна Н1	220	231,54	5,24
ПС Волна Н2	220	231,54	5,24
ПС Волна 110 кВ	110	115,73	5,21
ПС Волна 6 кВ	6	6,56	4,06
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	237,34	7,88
ПС Зеленый угол Н1	220	232,04	5,47
ПС Зеленый угол Н2	220	232,04	5,47
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	115,98	5,44
ПС Зеленый угол 10 кВ	10	10,99	4,65
ПС Патрокл 220 кВ	220	237,15	7,79
ПС Патрокл Н1	220	232,49	5,68
ПС Патрокл Н2	220	232,49	5,68
ПС Патрокл 110 кВ	110	116,19	5,63
ПС Патрокл 10 кВ	10	11,09	5,59
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	237,06	7,76
ВТЭЦ 2 Н1	220	232,73	5,79
ВТЭЦ 2 Н2	220	232,73	5,79

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	116,31	5,74
ВТЭЦ 2 10 кВ	10	11,18	6,51
ПС 2Р 110 кВ	110	115,69	5,17
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	115,7	5,18
ПС Амурская 110 кВ	110	115,69	5,17
ПС Залив 110 кВ	110	115,71	5,19
ВТЭЦ 1 110 кВ	110	115,76	5,24
ПС Орлиная 110 кВ	110	115,79	5,26
ПС Голубинка 110 кВ	110	115,84	5,31
ПС А 110 кВ	110	116,07	5,52
ПС Загородная 110 кВ	110	116,18	5,62
ПС Улисс 110 кВ	110	115,85	5,32
ПС Голдобин 110 кВ	110	115,76	5,24
ПС Чуркин 110 кВ	110	115,71	5,19
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	115,74	5,22
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	115,79	5,27
ПС 1Р 110 кВ	110	115,82	5,3
ПС Мингородок 110 кВ	110	115,91	5,37
ПС Русская 220 кВ	220	237,34	7,88
Оп 29	110	115,86	5,33
Оп 11	110	116,19	5,63
Оп 8	110	115,84	5,31
Оп 46	110	115,7	5,18
Оп 28	110	115,7	5,18
ПС Бурун	110	115,66	5,15
ПС Дальзавод 110 кВ	110	115,98	5,44
ПС Дальзавод 10 кВ	10	10,96	4,42

1	2	3	4
ПС Солер 110 кВ	110	115,41	4,92
ПС Солер 10 кВ	10	10,99	4,62

Таблица 27 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	245	11,36
ПС Волна 220 кВ	220	237,55	7,98
ПС Волна Н1	220	231,54	5,24
ПС Волна Н2	220	231,54	5,24
ПС Волна 110 кВ	110	115,73	5,21
ПС Волна 6 кВ	6	6,56	4,06
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	237,34	7,88
ПС Зеленый угол Н1	220	232,04	5,47
ПС Зеленый угол Н2	220	232,04	5,47
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	115,98	5,44
ПС Зеленый угол 10 кВ	10	10,99	4,66
ПС Патрокл 220 кВ	220	237,15	7,79
ПС Патрокл Н1	220	232,49	5,68
ПС Патрокл Н2	220	232,49	5,68
ПС Патрокл 110 кВ	110	116,19	5,63
ПС Патрокл 10 кВ	10	11,09	5,59
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	237,06	7,76
ВТЭЦ 2 Н1	220	232,74	5,79
ВТЭЦ 2 Н2	220	232,74	5,79
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	116,31	5,74
ВТЭЦ 2 10 кВ	10	11,18	6,51

1	2	3	4
ПС 2Р 110 кВ	110	115,69	5,17
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	115,7	5,18
ПС Амурская 110 кВ	110	115,69	5,17
ПС Залив 110 кВ	110	115,71	5,19
ВТЭЦ 1 110 кВ	110	115,76	5,24
ПС Орлиная 110 кВ	110	115,79	5,26
ПС Голубинка 110 кВ	110	115,84	5,31
ПС А 110 кВ	110	116,07	5,52
ПС Загородная 110 кВ	110	116,18	5,62
ПС Улисс 110 кВ	110	115,85	5,32
ПС Голдобин 110 кВ	110	115,76	5,23
ПС Чуркин 110 кВ	110	115,71	5,19
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	115,74	5,22
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	115,79	5,27
ПС 1Р 110 кВ	110	115,83	5,3
ПС Мингородок 110 кВ	110	115,91	5,37
ПС Русская 220 кВ	220	237,34	7,88
Оп 29	110	115,86	5,33
Оп 11	110	116,19	5,63
Оп 8	110	115,84	5,31
Оп 46	110	115,7	5,18
Оп 28	110	115,7	5,18
ПС Бурун	110	115,66	5,15
ПС Дальзавод 110 кВ	110	115,9	5,36
ПС Дальзавод 10 кВ	10	10,96	4,34
ПС Солер 110 кВ	110	115,58	5,08
ПС Солер 10 кВ	10	11	4,78

Таблица 28 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	258	445	58
Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	230	445	51,6
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	207	445	46,5
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	185	445	41,6
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	185	445	41,6
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	258	690	38,8
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	225	690	34,3
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	236	690	34,2
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	236	690	34,2
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	209	610	34,2
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	209	619	33,7
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	83	265	31,3
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	83	265	31,3
ПС А 110 кВ - ПС Дальзавод 110 кВ	83	265	31,2
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	137	445	30,8
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	156	610	25,6
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	175	690	25,3
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	127	610	20,8
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	85	445	19,1
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	98	610	16,1
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	98	610	16,1
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	93	690	13,7
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	51	380	13,4
ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	91	690	13,2

1	2	3	4
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	81	690	11,8
ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	66	610	10,9
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 28	40	380	10,6
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	38	380	10
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	38	380	10

Таблица 29 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	260	445	58,4
Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	231	445	52
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	208	445	46,8
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	187	445	42
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	187	445	42
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	259	690	39,1
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	226	690	34,5
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	236	690	34,1
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	236	690	34,1
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	208	610	34,1
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	208	619	33,6
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	85	265	32
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	85	265	32
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	139	445	31,1
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	156	610	25,6
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	174	690	25,2

1	2	3	4
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	126	610	20,7
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	86	445	19,3
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	98	610	16,1
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	98	610	16,1
ПС А 110 кВ - ПС Дальзавод 110 кВ	41	265	15,6
ПС А 110 кВ - ПС Дальзавод 110 кВ	41	265	15,6
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	94	690	13,9
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	51	380	13,5
ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	91	690	13,2
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	81	690	11,8
ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	66	610	10,8
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 28	40	380	10,6
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	38	380	10

Таблица 30 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	245	11,36
ПС Волна 220 кВ	220	237,44	7,93
ПС Волна Н1	220	231,36	5,16
ПС Волна Н2	220	231,36	5,16
ПС Волна 110 кВ	110	115,64	5,13
ПС Волна 6 кВ	6	6,55	3,97
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	237,22	7,83
ПС Зеленый угол Н1	220	231,85	5,38
ПС Зеленый угол Н2	220	231,85	5,38
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	115,88	5,35



Продолжение таблицы 30

1	2	3	4
ПС Зеленый угол 10 кВ	10	10,98	4,57
ПС Патрокл 220 кВ	220	237,02	7,74
ПС Патрокл Н1	220	232,27	5,58
ПС Патрокл Н2	220	232,27	5,58
ПС Патрокл 110 кВ	110	116,08	5,53
ПС Патрокл 10 кВ	10	11,08	5,49
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	236,94	7,7
ВТЭЦ 2 Н1	220	232,53	5,69
ВТЭЦ 2 Н2	220	232,53	5,69
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	116,21	5,65
ВТЭЦ 2 10 кВ	10	11,17	6,42
ПС 2Р 110 кВ	110	115,59	5,08
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	115,6	5,09
ПС Амурская 110 кВ	110	115,59	5,08
ПС Залив 110 кВ	110	115,61	5,1
ВТЭЦ 1 110 кВ	110	115,66	5,15
ПС Орлиная 110 кВ	110	115,69	5,17
ПС Голубинка 110 кВ	110	115,74	5,22
ПС А 110 кВ	110	115,97	5,43
ПС Загородная 110 кВ	110	116,07	5,52
ПС Улисс 110 кВ	110	115,74	5,21
ПС Голдобин 110 кВ	110	115,64	5,13
ПС Чуркин 110 кВ	110	115,59	5,09
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	115,65	5,13
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	115,7	5,18
ПС 1Р 110 кВ	110	115,73	5,21
ПС Мингородок 110 кВ	110	115,81	5,28

## Продолжение таблицы 30

1	2	3	4
ПС Русская 220 кВ	220	237,22	7,83
Оп 29	110	115,75	5,23
Оп 11	110	116,08	5,53
Оп 8	110	115,73	5,21
Оп 46	110	115,61	5,1
Оп 28	110	115,6	5,09
ПС Бурун	110	115,57	5,06
ПС Дальзавод 110 кВ	110	115,88	5,35
ПС Дальзавод 10 кВ	10	10,95	4,33
ПС Солер 110 кВ	110	115,46	4,96
ПС Солер 10 кВ	10	10,73	2,18

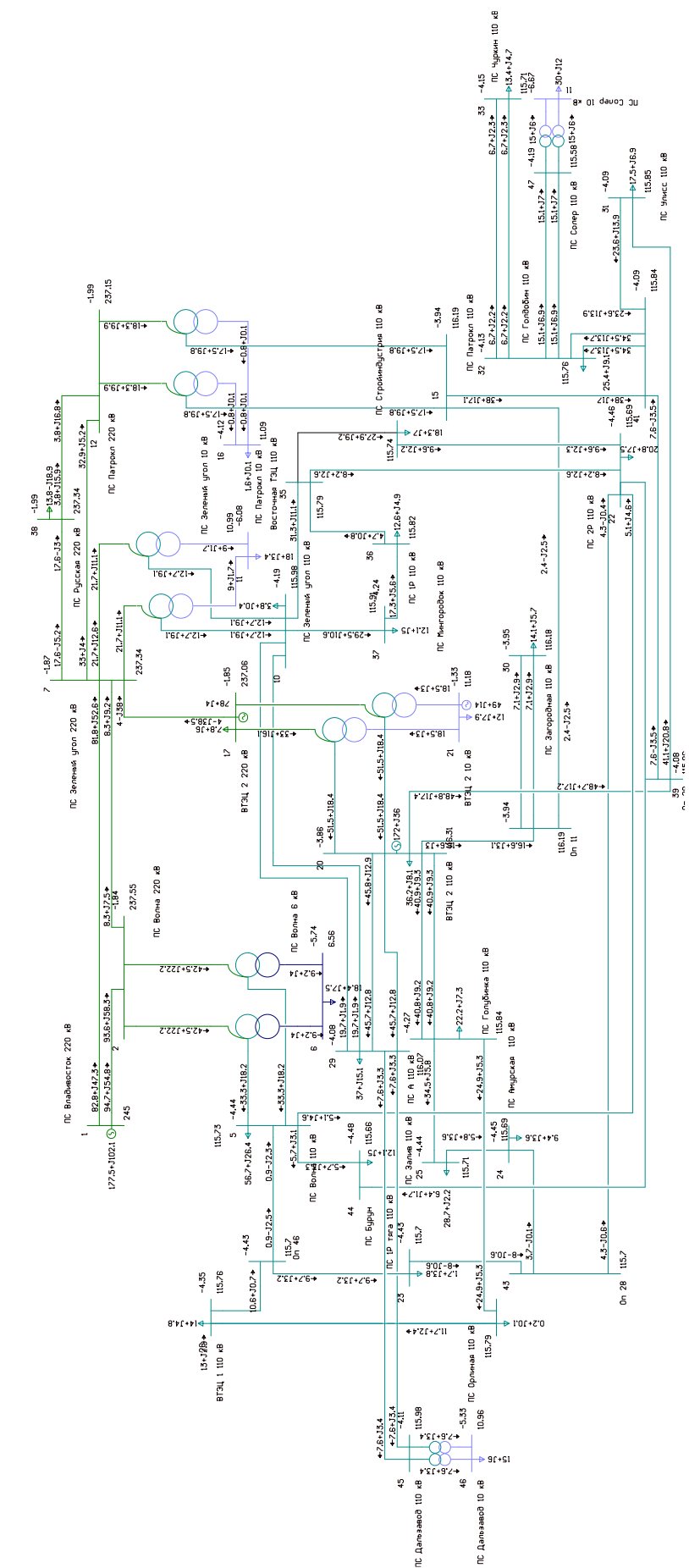


Рисунок 14 – Вариант 1 схема нормального режима

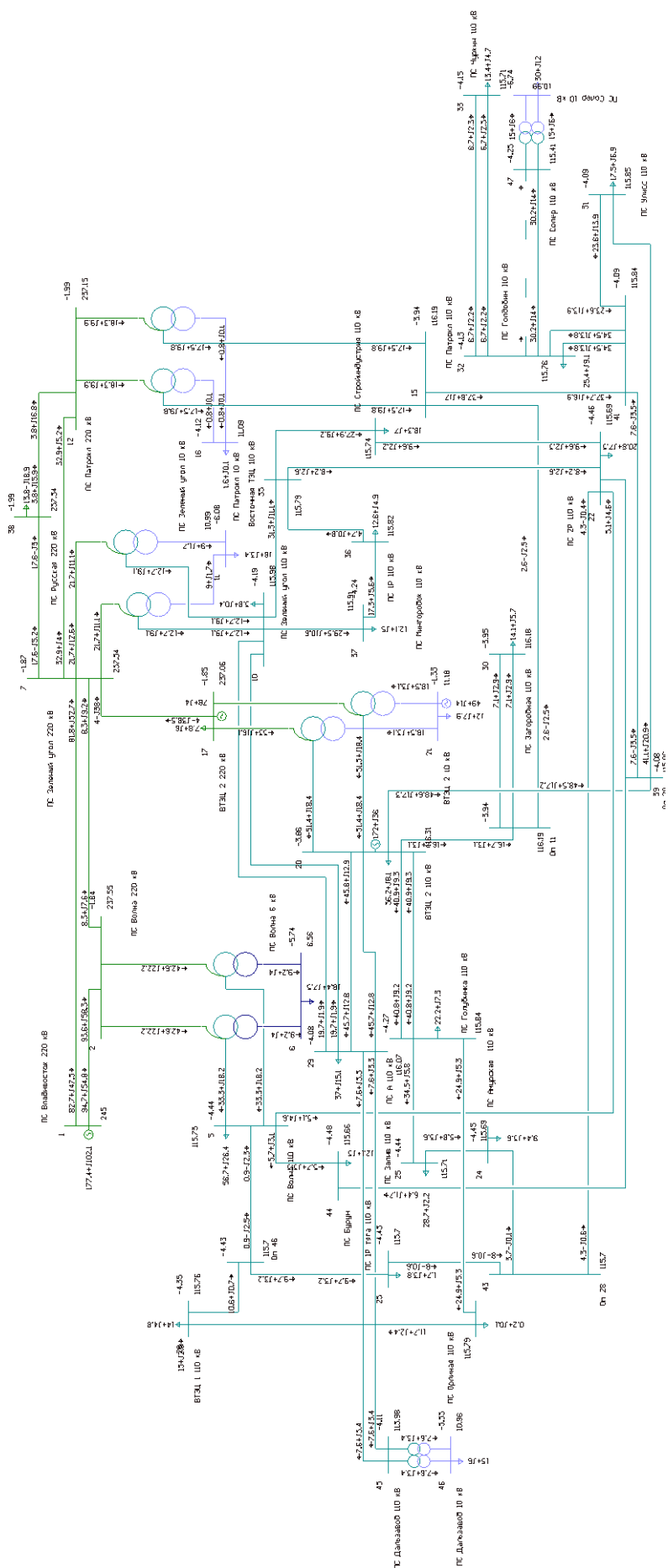


Рисунок 15 – Вариант 1 схема послеаварийного режима

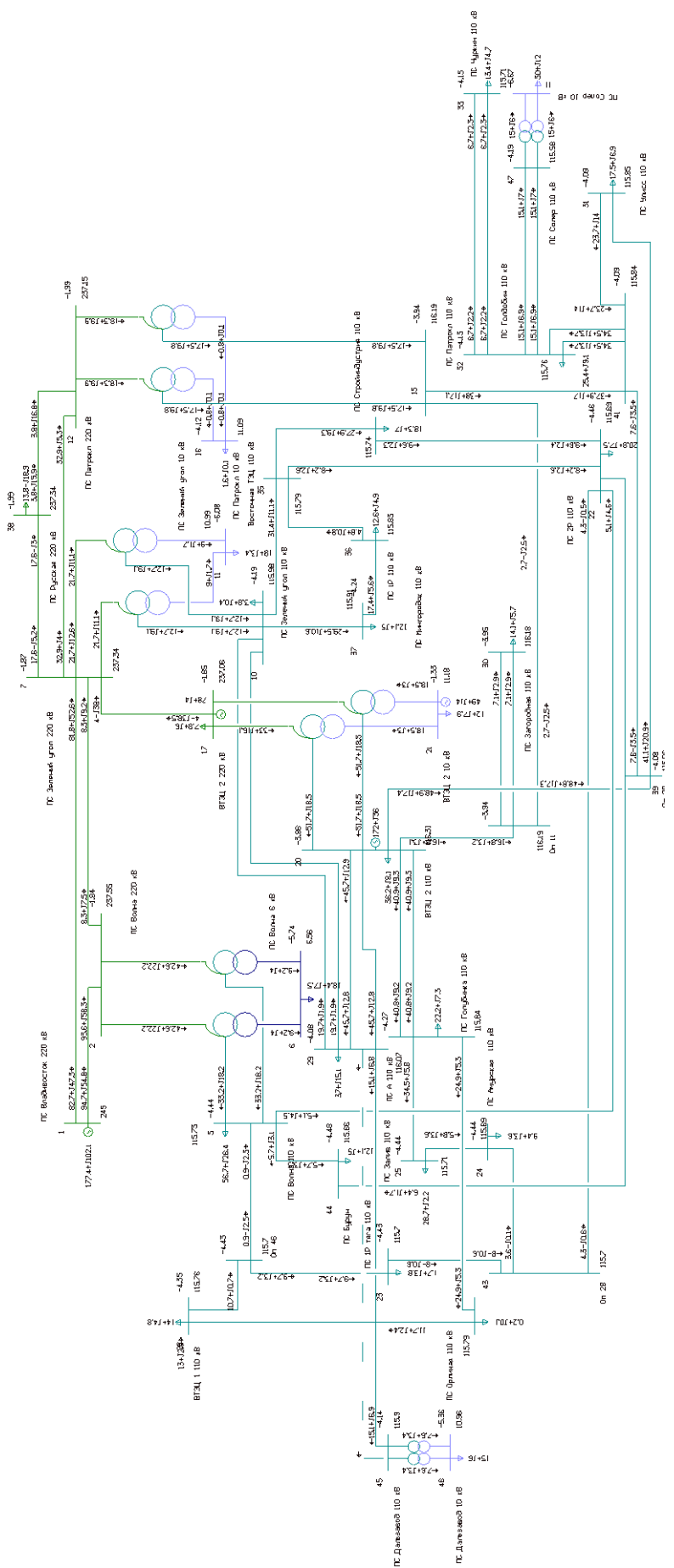


Рисунок 16 – Вариант 1 схема послеварийного режима

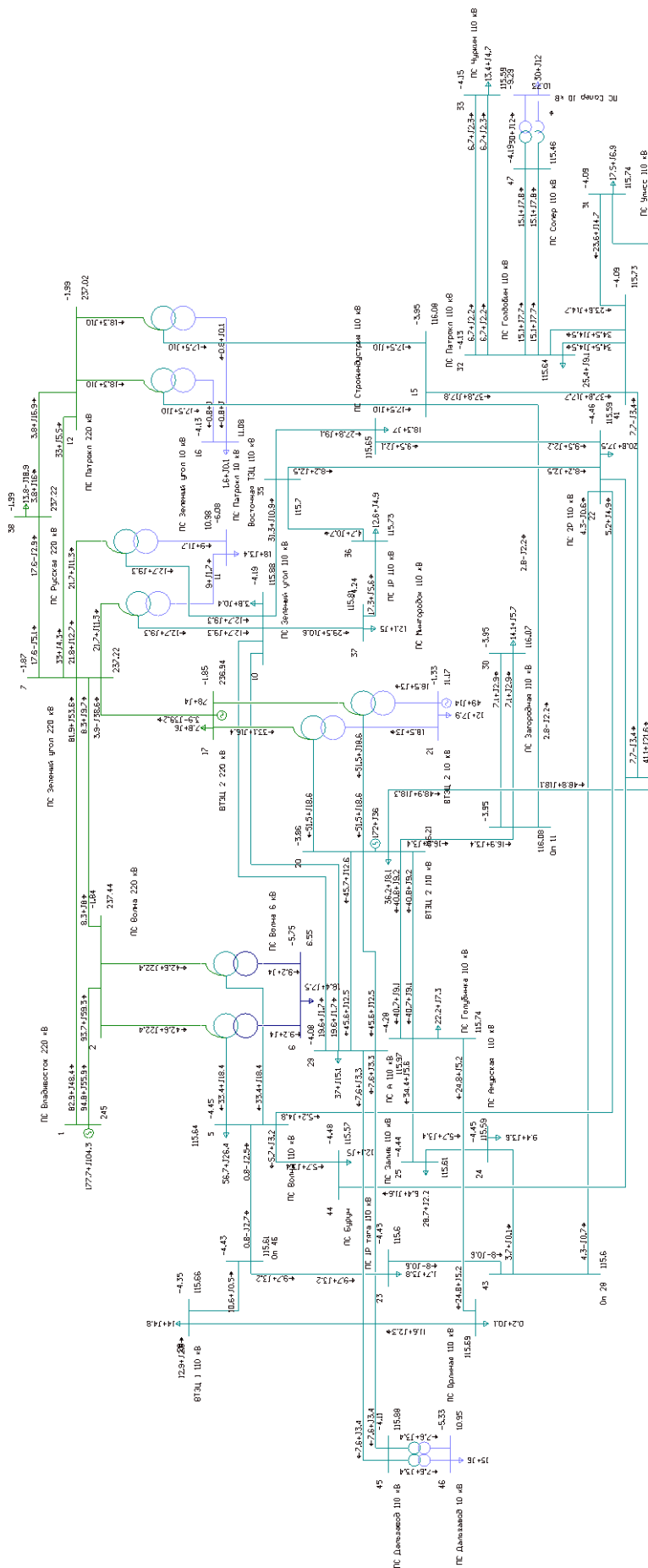


Рисунок 17 – Вариант 1 схема послеаварийного режима

3.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Дальзавод к существующим сетям на напряжение 110 кВ, а ПС Солерс к ПС Голдобин на напряжение 110 кВ.

При подключении ПС Дальзавод к существующим сетям необходимо строительство 2 линий от ВЛ ВТЭЦ 2 – Голубинка протяженностью 4 км.

При подключении ПС Солерс к сетям 110 кВ необходимо строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС Голдобин длиной 3 км.

Для ПС Дальзавод выбираем следующие типовые схемы РУ:

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

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

Для ПС Солерс выбираем следующие типовые схему РУ:

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

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

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Дальзавод предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН – 16000/110/10.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Солерс предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН – 25000/110/10.

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

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Таблица 31 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	265	445	59,5
Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	236	445	53,1
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	211	445	47,4
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	190	445	42,6
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	190	445	42,6
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	266	690	40
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 2	215	610	35,2
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 1	215	610	35,2
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	231	690	35,1
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	234	690	33,9
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	234	690	33,9
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	85	265	32,1
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	85	265	32,1
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	141	445	31,7
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	176	610	28,9
Оп 2 - ПС Голубинка 110 кВ	173	610	28,4
Оп 1 - ПС Голубинка 110 кВ	173	610	28,4
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	134	610	22
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	134	610	22
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	89	445	19,9
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	136	690	19,8
ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	110	690	15,9
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	92	610	15,2
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	95	690	13,9



## Продолжение таблицы 31

1	2	3	4
ПС Стройиндустрия 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	91	690	13,2
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	46	380	12,2
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	82	690	11,8
Оп 2 - ПС Дальзавод 110 кВ	42	380	11,1
Оп 1 - ПС Дальзавод 110 кВ	42	380	11,1
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	39	380	10,2
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	39	380	10,2
ПС Амурская 110 кВ - Оп 28	61	610	10

Таблица 32 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	170	265	64,3
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	264	445	59,4
Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	237	445	53,2
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	210	445	47,1
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	190	445	42,7
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	190	445	42,7
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	266	690	40
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 2	215	610	35,2
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 1	215	610	35,2
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	230	690	35,1
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	234	690	33,9
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	234	690	33,9
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	141	445	31,7

## Продолжение таблицы 32

1	2	3	4
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	176	610	28,9
Оп 2 - ПС Голубинка 110 кВ	174	610	28,5
Оп 1 - ПС Голубинка 110 кВ	174	610	28,5
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	134	610	22
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	134	610	22
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	89	445	20,1
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	136	690	19,8
ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	110	690	15,9
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	93	610	15,2
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	95	690	13,9
ПС Стройиндустрия 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	91	690	13,2
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	46	380	12,2
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	82	690	11,8
Оп 2 - ПС Дальзавод 110 кВ	42	380	11,1
Оп 1 - ПС Дальзавод 110 кВ	42	380	11,1
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	39	380	10,2
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	39	380	10,2
ПС Амурская 110 кВ - Оп 28	61	610	10

Таблица 33 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Идоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	266	445	59,8
Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	237	445	53,2
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	211	445	47,3

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	190	445	42,6
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	190	445	42,6
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	266	690	40
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 2	233	610	38,2
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	230	690	35,1
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	234	690	33,9
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	234	690	33,9
Оп 1 - ПС Голубинка 110 кВ	197	610	32,3
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 1	197	610	32,2
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	85	265	32,1
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	85	265	32,1
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	142	445	31,8
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	177	610	28,9
Оп 2 - ПС Голубинка 110 кВ	150	610	24,7
Оп 2 - ПС Дальзавод 110 кВ	85	380	22,3
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	134	610	22
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	134	610	22
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	90	445	20,3
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	137	690	19,8
ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	110	690	15,9
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	93	610	15,2
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	95	690	13,9
ПС Стройиндустрия 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	91	690	13,2
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	46	380	12,2

## Продолжение таблицы 33

1	2	3	4
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	39	380	10,2
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	39	380	10,2
ПС Амурская 110 кВ - Оп 28	61	610	10

Таблица 34 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	266	445	59,7
Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	237	445	53,2
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	211	445	47,3
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	190	445	42,6
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	190	445	42,6
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	266	690	40
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 2	215	610	35,2
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 1	215	610	35,2
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	230	690	35,1
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	234	690	33,9
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	234	690	33,9
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	85	265	32,1
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	85	265	32,1
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	141	445	31,8
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	177	610	28,9
Оп 2 - ПС Голубинка 110 кВ	174	610	28,5
Оп 1 - ПС Голубинка 110 кВ	174	610	28,5
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	134	610	22

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	134	610	22
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	90	445	20,2
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	137	690	19,8
ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	110	690	15,9
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	92	610	15,1
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	95	690	13,9
ПС Стройиндустрия 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	91	690	13,2
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	46	380	12,2
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	82	690	11,8
Оп 2 - ПС Дальзавод 110 кВ	43	380	11,2
Оп 1 - ПС Дальзавод 110 кВ	43	380	11,2
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	39	380	10,2
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	39	380	10,2
ПС Амурская 110 кВ - Оп 28	61	610	10

Таблица 35 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	240	9,09
ПС Волна 220 кВ	220	232,26	5,57
ПС Волна Н1	220	225,92	2,69
ПС Волна Н2	220	225,92	2,69
ПС Волна 110 кВ	110	112,92	2,66
ПС Волна 6 кВ	6	6,39	1,48
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	232,07	5,49
ПС Зеленый угол Н1	220	226,65	3,02

Продолжение таблицы 35

1	2	3	4
ПС Зеленый угол Н2	220	226,65	3,02
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	113,29	2,99
ПС Зеленый угол 10 кВ	10	10,73	2,19
ПС Патрокл 220 кВ	220	231,88	5,4
ПС Патрокл Н1	220	227,14	3,25
ПС Патрокл Н2	220	227,14	3,25
ПС Патрокл 110 кВ	110	113,52	3,2
ПС Патрокл 10 кВ	10	10,83	3,16
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	231,8	5,36
ВТЭЦ 2 Н1	220	227,4	3,36
ВТЭЦ 2 Н2	220	227,4	3,36
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	113,65	3,32
ВТЭЦ 2 10 кВ	10	10,93	4,1
ПС 2Р 110 кВ	110	112,88	2,62
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	112,83	2,57
ПС Амурская 110 кВ	110	112,79	2,54
ПС Залив 110 кВ	110	112,79	2,54
ВТЭЦ 1 110 кВ	110	112,83	2,57
ПС Орлиная 110 кВ	110	112,85	2,59
ПС Голубинка 110 кВ	110	112,89	2,63
ПС А 110 кВ	110	113,42	3,11
ПС Загородная 110 кВ	110	113,5	3,19
ПС Улисс 110 кВ	110	113,17	2,88
ПС Голдобин 110 кВ	110	113,08	2,8
ПС Чуркин 110 кВ	110	113,03	2,75
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	112,99	2,71
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	113,05	2,77

## Продолжение таблицы 35

1	2	3	4
ПС 1Р 110 кВ	110	113,11	2,83
ПС Мингородок 110 кВ	110	113,21	2,92
ПС Русская 220 кВ	220	232,08	5,49
Оп 29	110	113,18	2,89
Оп 11	110	113,52	3,2
Оп 8	110	113,16	2,87
Оп 46	110	112,83	2,58
Оп 28	110	112,83	2,57
ПС Бурун	110	112,86	2,6
ПС Дальзавод 110 кВ	110	113,05	2,77
ПС Дальзавод 10 кВ	10	10,68	1,72
Оп 1	110	113,13	2,85
Оп 2	110	113,13	2,85
ПС Солер 110 кВ	110	112,9	2,63
ПС Солер 10 кВ	10	10,55	0,45

Таблица 36 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	240	9,09
ПС Волна 220 кВ	220	232,26	5,57
ПС Волна Н1	220	225,92	2,69
ПС Волна Н2	220	225,92	2,69
ПС Волна 110 кВ	110	112,92	2,66
ПС Волна 6 кВ	6	6,39	1,48
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	232,07	5,49
ПС Зеленый угол Н1	220	226,65	3,02

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4
ПС Зеленый угол Н2	220	226,65	3,02
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	113,29	2,99
ПС Зеленый угол 10 кВ	10	10,73	2,19
ПС Патрокл 220 кВ	220	231,88	5,4
ПС Патрокл Н1	220	227,14	3,25
ПС Патрокл Н2	220	227,14	3,25
ПС Патрокл 110 кВ	110	113,52	3,2
ПС Патрокл 10 кВ	10	10,83	3,16
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	231,79	5,36
ВТЭЦ 2 Н1	220	227,4	3,36
ВТЭЦ 2 Н2	220	227,4	3,36
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	113,65	3,32
ВТЭЦ 2 10 кВ	10	10,93	4,1
ПС 2Р 110 кВ	110	112,88	2,62
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	112,83	2,57
ПС Амурская 110 кВ	110	112,79	2,54
ПС Залив 110 кВ	110	112,79	2,54
ВТЭЦ 1 110 кВ	110	112,83	2,57
ПС Орлиная 110 кВ	110	112,85	2,59
ПС Голубинка 110 кВ	110	112,89	2,63
ПС А 110 кВ	110	113,42	3,11
ПС Загородная 110 кВ	110	113,5	3,19
ПС Улисс 110 кВ	110	113,17	2,88
ПС Голдобин 110 кВ	110	113,08	2,8
ПС Чуркин 110 кВ	110	113,03	2,75
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	112,99	2,71
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	113,05	2,77



Продолжение таблицы 36

1	2	3	4
ПС 1Р 110 кВ	110	113,11	2,83
ПС Мингородок 110 кВ	110	113,21	2,92
ПС Русская 220 кВ	220	232,08	5,49
Оп 29	110	113,19	2,9
Оп 11	110	113,52	3,2
Оп 8	110	113,16	2,87
Оп 46	110	112,83	2,58
Оп 28	110	112,83	2,57
ПС Бурун	110	112,86	2,6
ПС Дальзавод 110 кВ	110	113,05	2,77
ПС Дальзавод 10 кВ	10	10,68	1,72
Оп 1	110	113,13	2,85
Оп 2	110	113,13	2,85
ПС Солер 110 кВ	110	112,72	2,47
ПС Солер 10 кВ	10	10,53	0,29

Таблица 37 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	240	9,09
ПС Волна 220 кВ	220	232,26	5,57
ПС Волна Н1	220	225,92	2,69
ПС Волна Н2	220	225,92	2,69
ПС Волна 110 кВ	110	112,93	2,66
ПС Волна 6 кВ	6	6,39	1,48
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	232,07	5,49
ПС Зеленый угол Н1	220	226,66	3,03

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4
ПС Зеленый угол Н2	220	226,66	3,03
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	113,29	2,99
ПС Зеленый угол 10 кВ	10	10,73	2,19
ПС Патрокл 220 кВ	220	231,88	5,4
ПС Патрокл Н1	220	227,14	3,25
ПС Патрокл Н2	220	227,14	3,25
ПС Патрокл 110 кВ	110	113,52	3,2
ПС Патрокл 10 кВ	10	10,83	3,16
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	231,8	5,36
ВТЭЦ 2 Н1	220	227,41	3,37
ВТЭЦ 2 Н2	220	227,41	3,37
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	113,65	3,32
ВТЭЦ 2 10 кВ	10	10,93	4,11
ПС 2Р 110 кВ	110	112,88	2,62
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	112,83	2,57
ПС Амурская 110 кВ	110	112,79	2,54
ПС Залив 110 кВ	110	112,79	2,54
ВТЭЦ 1 110 кВ	110	112,83	2,58
ПС Орлиная 110 кВ	110	112,85	2,59
ПС Голубинка 110 кВ	110	112,89	2,63
ПС А 110 кВ	110	113,42	3,11
ПС Загородная 110 кВ	110	113,5	3,19
ПС Улисс 110 кВ	110	113,17	2,88
ПС Голдобин 110 кВ	110	113,08	2,8
ПС Чуркин 110 кВ	110	113,03	2,75
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	112,99	2,71
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	113,05	2,77

## Продолжение таблицы 37

1	2	3	4
ПС 1Р 110 кВ	110	113,11	2,83
ПС Мингородок 110 кВ	110	113,21	2,92
ПС Русская 220 кВ	220	232,08	5,49
Оп 29	110	113,18	2,89
Оп 11	110	113,52	3,2
Оп 8	110	113,16	2,87
Оп 46	110	112,83	2,58
Оп 28	110	112,83	2,57
ПС Бурун	110	112,86	2,6
ПС Дальзавод 110 кВ	110	112,91	2,64
ПС Дальзавод 10 кВ	10	10,67	1,59
Оп 1	110	113,19	2,9
Оп 2	110	113,08	2,8
ПС Солер 110 кВ	110	112,9	2,63
ПС Солер 10 кВ	10	10,55	0,45

Таблица 38 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	240	9,09
ПС Волна 220 кВ	220	232,26	5,57
ПС Волна Н1	220	225,92	2,69
ПС Волна Н2	220	225,92	2,69
ПС Волна 110 кВ	110	112,92	2,66
ПС Волна 6 кВ	6	6,39	1,48
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	232,07	5,49
ПС Зеленый угол Н1	220	226,65	3,02

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4
ПС Зеленый угол Н2	220	226,65	3,02
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	113,29	2,99
ПС Зеленый угол 10 кВ	10	10,73	2,19
ПС Патрокл 220 кВ	220	231,88	5,4
ПС Патрокл Н1	220	227,14	3,25
ПС Патрокл Н2	220	227,14	3,25
ПС Патрокл 110 кВ	110	113,52	3,2
ПС Патрокл 10 кВ	10	10,83	3,16
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	231,8	5,36
ВТЭЦ 2 Н1	220	227,4	3,37
ВТЭЦ 2 Н2	220	227,4	3,37
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	113,65	3,32
ВТЭЦ 2 10 кВ	10	10,93	4,11
ПС 2Р 110 кВ	110	112,88	2,62
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	112,83	2,57
ПС Амурская 110 кВ	110	112,79	2,54
ПС Залив 110 кВ	110	112,79	2,54
ВТЭЦ 1 110 кВ	110	112,83	2,58
ПС Орлиная 110 кВ	110	112,85	2,59
ПС Голубинка 110 кВ	110	112,89	2,63
ПС А 110 кВ	110	113,42	3,11
ПС Загородная 110 кВ	110	113,5	3,19
ПС Улисс 110 кВ	110	113,17	2,88
ПС Голдобин 110 кВ	110	113,08	2,8
ПС Чуркин 110 кВ	110	113,03	2,75
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	112,99	2,71
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	113,05	2,77

## Продолжение таблицы 38

1	2	3	4
ПС 1Р 110 кВ	110	113,11	2,83
ПС Мингородок 110 кВ	110	113,21	2,92
ПС Русская 220 кВ	220	232,08	5,49
Оп 29	110	113,18	2,89
Оп 11	110	113,52	3,2
Оп 8	110	113,16	2,87
Оп 46	110	112,83	2,58
Оп 28	110	112,83	2,57
ПС Бурун	110	112,86	2,6
ПС Дальзавод 110 кВ	110	113,05	2,77
ПС Дальзавод 10 кВ	10	10,56	0,59
Оп 1	110	113,13	2,85
Оп 2	110	113,13	2,85
ПС Солер 110 кВ	110	112,9	2,63
ПС Солер 10 кВ	10	10,55	0,45

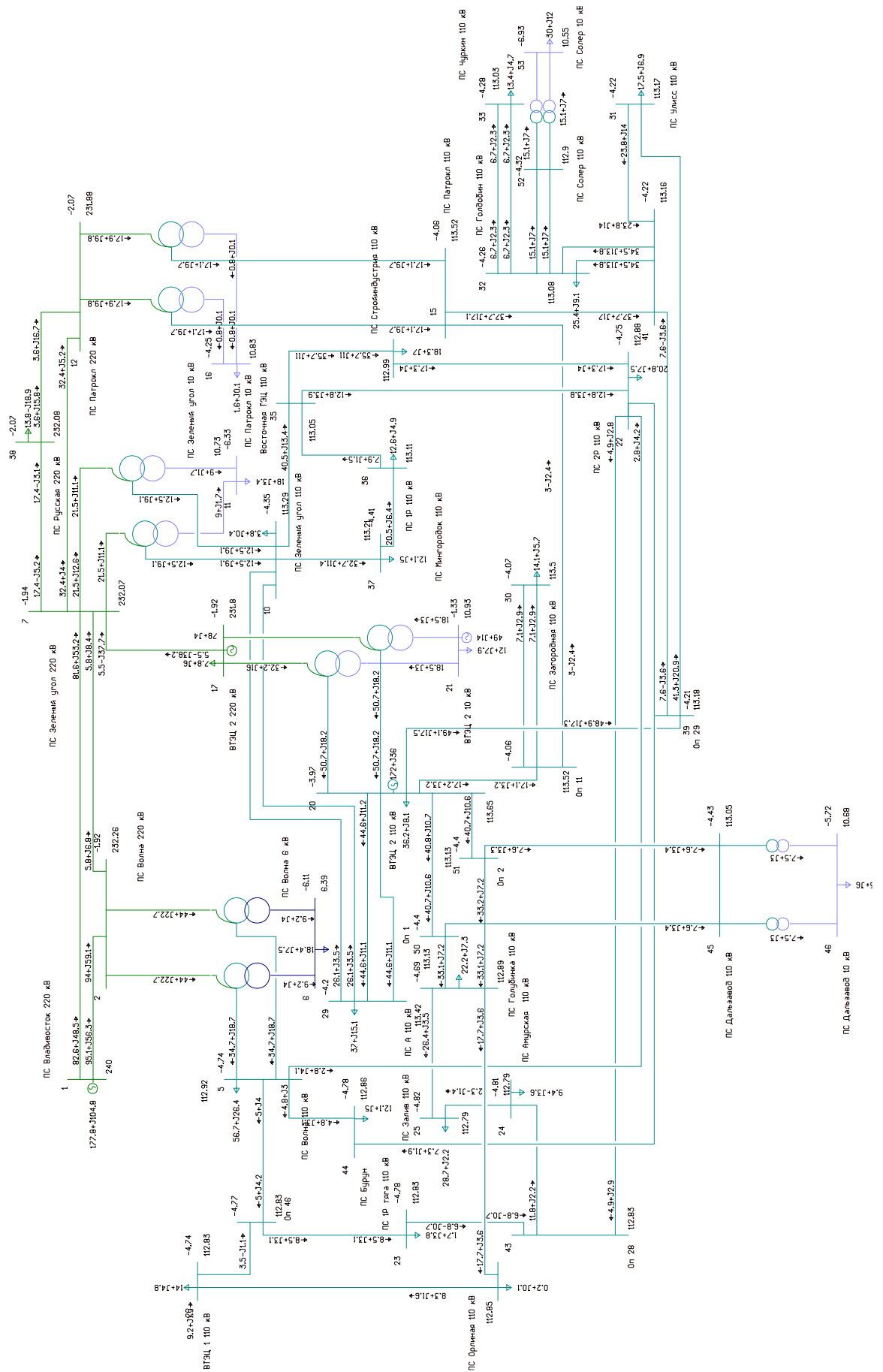


Рисунок 18 – Вариант 2 схема нормального режима

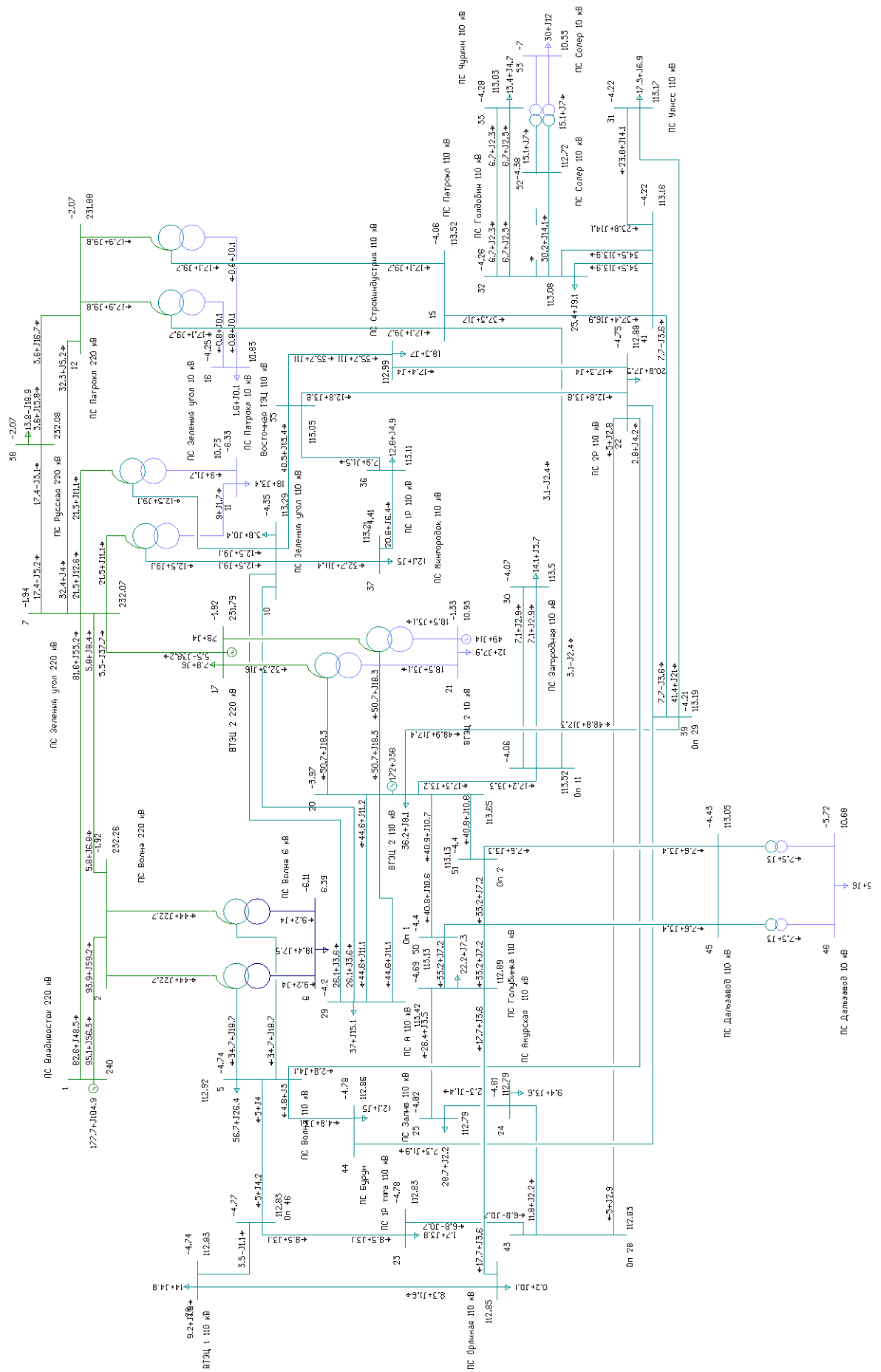


Рисунок 19 – Вариант 1 схема послеаварийного режима

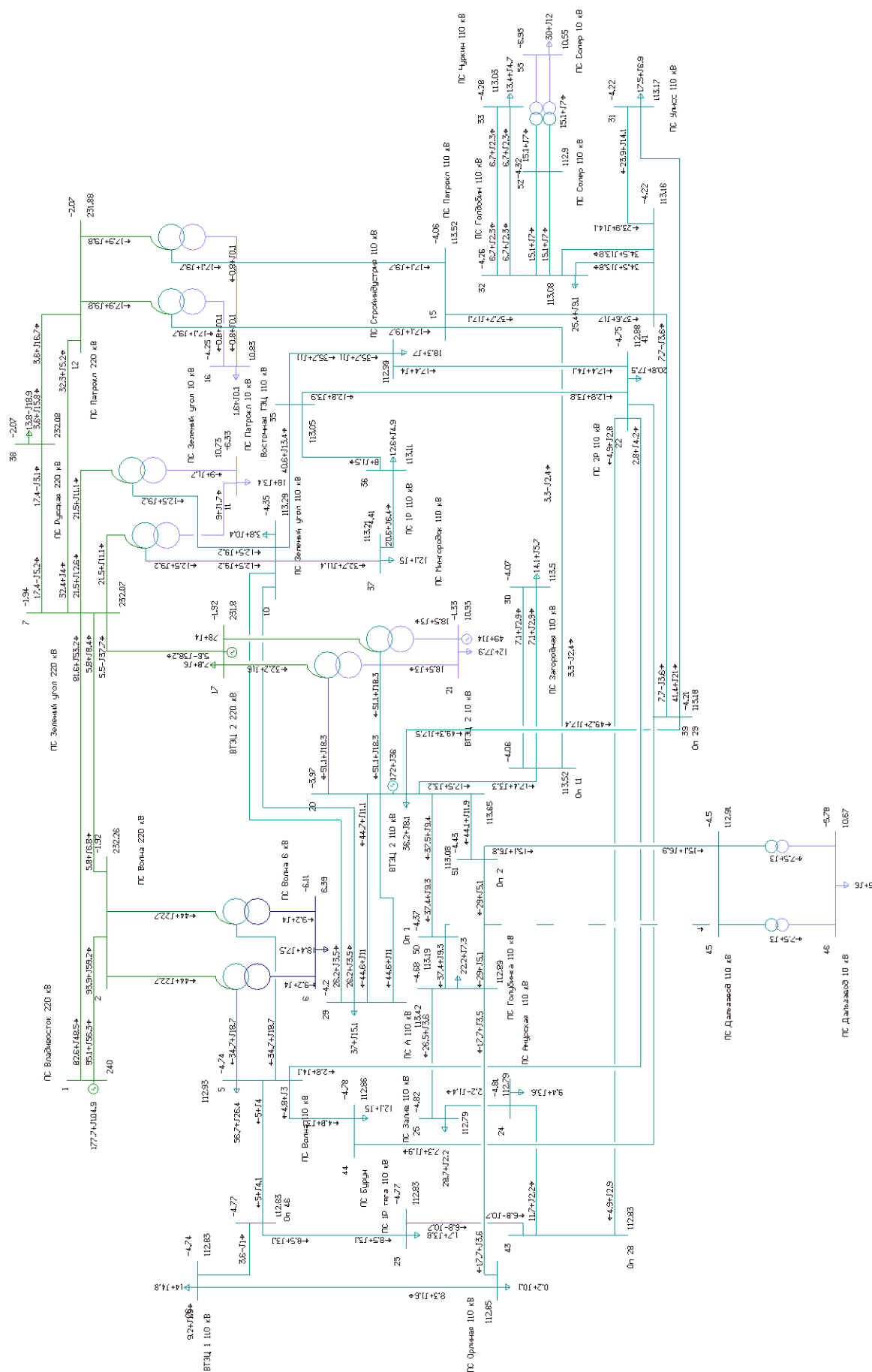


Рисунок 20 – Вариант 1 схема послеаварийного режима



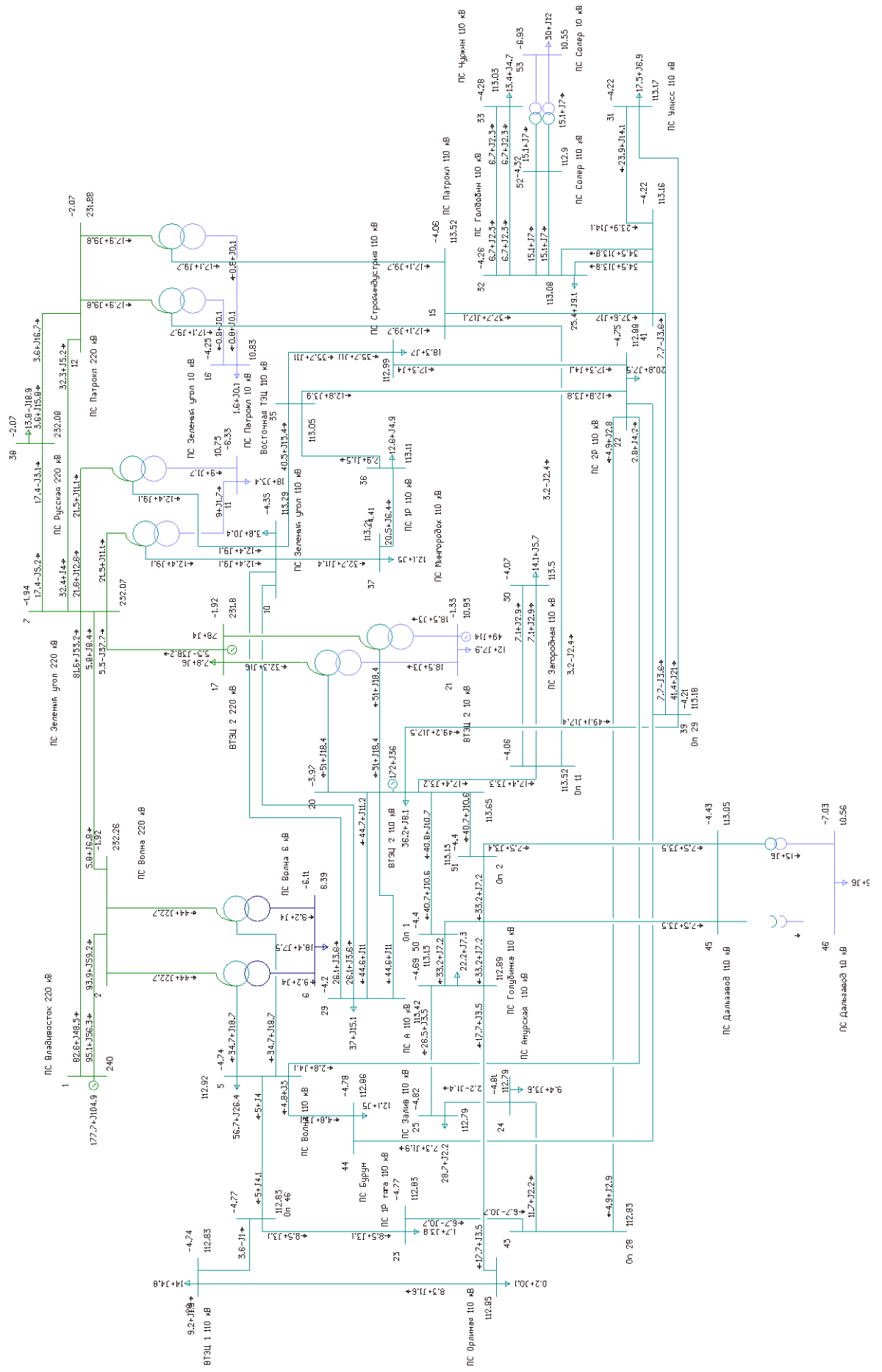


Рисунок 21 – Вариант 1 схема послеаварийного режима

3.2.3 Предусматривает подключение ПС Дальзавод к ПС А, а ПС Солерс к ПС Голдобин на напряжение 110 кВ и строительство одной ВЛ 110 кВ Дальзавод – Солерс.

При подключении ПС Дальзавод к существующим сетям необходимо строительство линий от ПС А протяженностью 3 км. При подключении ПС Солерс к сетям 110 кВ необходимо строительство линии ВЛ 110 кВ от ПС Голдобин длиной 3 км. Строительство линии 110 кВ Дальзавод – Солерс длиной 2 км.

Для ПС Дальзавод выбираем следующие типовые схемы РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Мостик (5Н).

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

Для ПС Солерс выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Мостик (5Н).

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

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Дальзавод предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН – 16000/110/10.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Солерс предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН – 25000/110/10.

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

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Таблица 39 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Идоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	227	445	51,1

Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	204	445	45,8
-------------------------	-----	-----	------

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	188	445	42,3
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	258	690	38,9
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	257	690	37,2
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	257	690	37,2
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	161	445	36,1
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	161	445	36,1
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	210	610	34,4
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	225	690	34,4
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	210	619	33,9
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	176	690	25,5
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	155	610	25,4
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	110	445	24,8
ПС А 110 кВ - ПС Дальзавод 110 кВ	133	610	21,8
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	128	610	21
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	117	610	19,1
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	70	445	15,8
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	95	610	15,7
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	95	610	15,7
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	93	690	13,7
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	52	380	13,6
ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	90	690	13
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	81	690	11,7
ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	67	610	11
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 28	41	380	10,7

ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	38	380	10
------------------------------	----	-----	----

Таблица 40 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	245	11,36
ПС Волна 220 кВ	220	237,52	7,96
ПС Волна Н1	220	231,46	5,21
ПС Волна Н2	220	231,46	5,21
ПС Волна 110 кВ	110	115,7	5,18
ПС Волна 6 кВ	6	6,55	4,02
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	237,3	7,87
ПС Зеленый угол Н1	220	231,93	5,42
ПС Зеленый угол Н2	220	231,93	5,42
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	115,93	5,39
ПС Зеленый угол 10 кВ	10	10,98	4,6
ПС Патрокл 220 кВ	220	237,12	7,78
ПС Патрокл Н1	220	232,51	5,69
ПС Патрокл Н2	220	232,51	5,69
ПС Патрокл 110 кВ	110	116,2	5,64
ПС Патрокл 10 кВ	10	11,09	5,6
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	237,03	7,74
ВТЭЦ 2 Н1	220	232,68	5,77
ВТЭЦ 2 Н2	220	232,68	5,77
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	116,29	5,72
ВТЭЦ 2 10 кВ	10	11,18	6,49
ПС 2Р 110 кВ	110	115,65	5,13
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	115,66	5,15
ПС Амурская 110 кВ	110	115,65	5,14
ПС Залив 110 кВ	110	115,67	5,16

ВТЭЦ 1 110 кВ	110	115,73	5,21
---------------	-----	--------	------

Продолжение таблицы 40

1	2	3	4
ПС Орлиная 110 кВ	110	115,76	5,23
ПС Голубинка 110 кВ	110	115,81	5,28
ПС А 110 кВ	110	116,01	5,46
ПС Загородная 110 кВ	110	116,19	5,63
ПС Улисс 110 кВ	110	115,9	5,36
ПС Голдобин 110 кВ	110	115,82	5,29
ПС Чуркин 110 кВ	110	115,77	5,25
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	115,7	5,18
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	115,74	5,22
ПС 1Р 110 кВ	110	115,77	5,25
ПС Мингородок 110 кВ	110	115,86	5,32
ПС Русская 220 кВ	220	237,31	7,87
Оп 29	110	115,91	5,37
Оп 11	110	116,2	5,64
Оп 8	110	115,89	5,35
Оп 46	110	115,66	5,15
Оп 28	110	115,66	5,14
ПС Бурун	110	115,62	5,11
ПС Дальзавод 110 кВ	110	115,72	5,2
ПС Дальзавод 10 кВ	10	10,94	4,17
ПС Солер 110 кВ	110	115,59	5,09
ПС Солер 10 кВ	10	11	4,79

Таблица 41 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	309	690	44,7
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	309	690	44,7
ПС А 110 кВ - ПС Дальзавод 110 кВ	250	610	40,9
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	259	690	39
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	214	610	35,1
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	214	619	34,6
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	153	445	34,5
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	225	690	34,4
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	145	445	32,7
Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	140	445	31,4
ПС Дальзавод 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	167	610	27,4
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	181	690	26,2
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	152	610	25
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	102	445	23
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	102	445	23
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	132	610	21,7
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	89	610	14,6
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	89	610	14,6
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	53	380	13,9
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	93	690	13,7
ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	87	690	12,6
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	79	690	11,5
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 11	51	445	11,4

ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	69	610	11,3
-----------------------------------	----	-----	------

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 28	42	380	11
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	46	445	10,4
ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	62	610	10,2
ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	38	380	10

Таблица 42 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	245	11,36
ПС Волна 220 кВ	220	237,49	7,95
ПС Волна Н1	220	231,39	5,18
ПС Волна Н2	220	231,39	5,18
ПС Волна 110 кВ	110	115,66	5,15
ПС Волна 6 кВ	6	6,55	3,99
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	237,29	7,86
ПС Зеленый угол Н1	220	231,81	5,37
ПС Зеленый угол Н2	220	231,81	5,37
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	115,87	5,33
ПС Зеленый угол 10 кВ	10	10,98	4,55
ПС Патрокл 220 кВ	220	237,11	7,78
ПС Патрокл Н1	220	232,62	5,74
ПС Патрокл Н2	220	232,62	5,74
ПС Патрокл 110 кВ	110	116,26	5,69
ПС Патрокл 10 кВ	10	11,09	5,65
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	237,01	7,73
ВТЭЦ 2 Н1	220	232,66	5,75

ВТЭЦ 2 Н2	220	232,66	5,75
-----------	-----	--------	------

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	116,28	5,71
ВТЭЦ 2 10 кВ	10	11,18	6,48
ПС 2Р 110 кВ	110	115,6	5,1
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	115,63	5,12
ПС Амурская 110 кВ	110	115,63	5,11
ПС Залив 110 кВ	110	115,65	5,13
ВТЭЦ 1 110 кВ	110	115,7	5,19
ПС Орлиная 110 кВ	110	115,73	5,21
ПС Голубинка 110 кВ	110	115,79	5,26
ПС А 110 кВ	110	115,94	5,4
ПС Загородная 110 кВ	110	116,24	5,68
ПС Улисс 110 кВ	110	116,02	5,47
ПС Голдобин 110 кВ	110	115,97	5,43
ПС Чуркин 110 кВ	110	115,92	5,38
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	115,65	5,13
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	115,69	5,18
ПС 1Р 110 кВ	110	115,72	5,2
ПС Мингородок 110 кВ	110	115,8	5,27
ПС Русская 220 кВ	220	237,3	7,86
Оп 8	110	116,01	5,47
Оп 46	110	115,63	5,12
Оп 28	110	115,63	5,12
ПС Бурун	110	115,58	5,08
ПС Дальзавод 110 кВ	110	115,41	4,92
ПС Дальзавод 10 кВ	10	10,91	3,89
ПС Солер 110 кВ	110	115,06	4,6



ПС Солер 10 кВ	10	10,95	4,29
----------------	----	-------	------

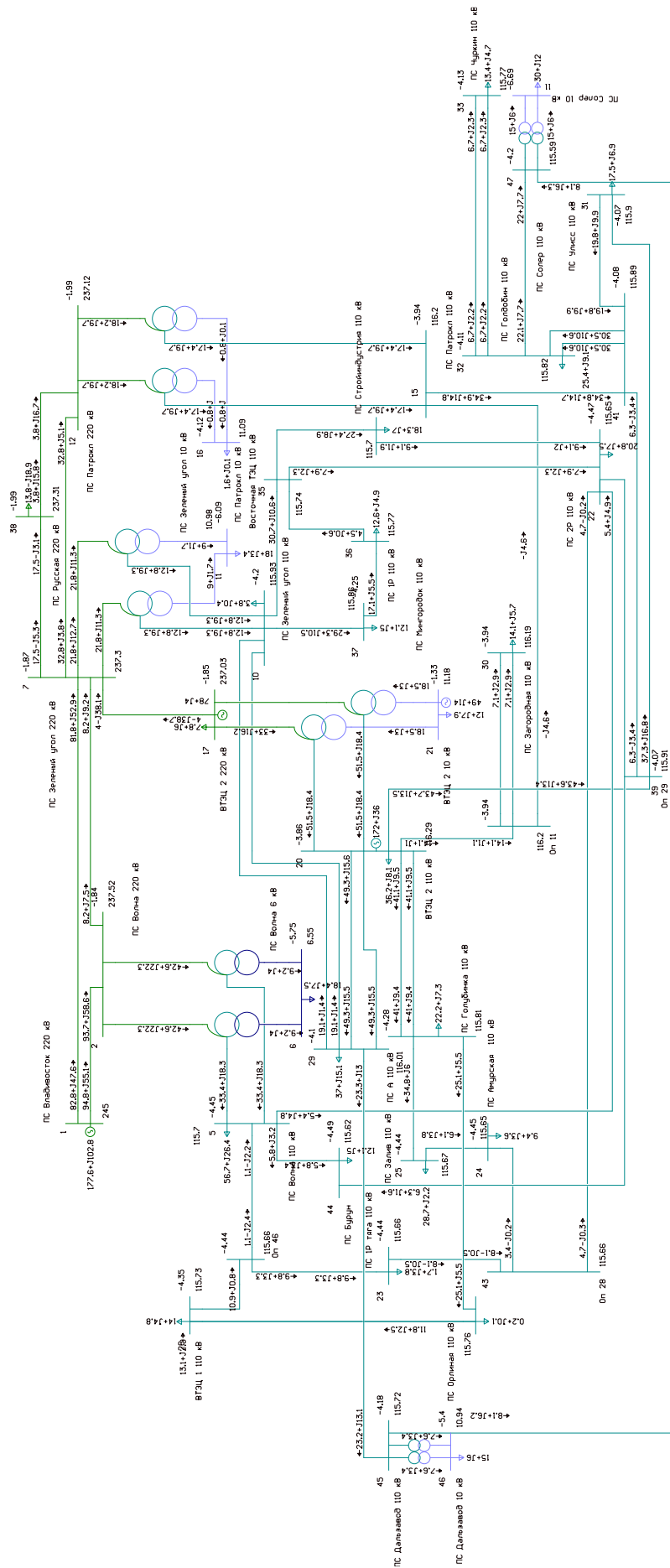
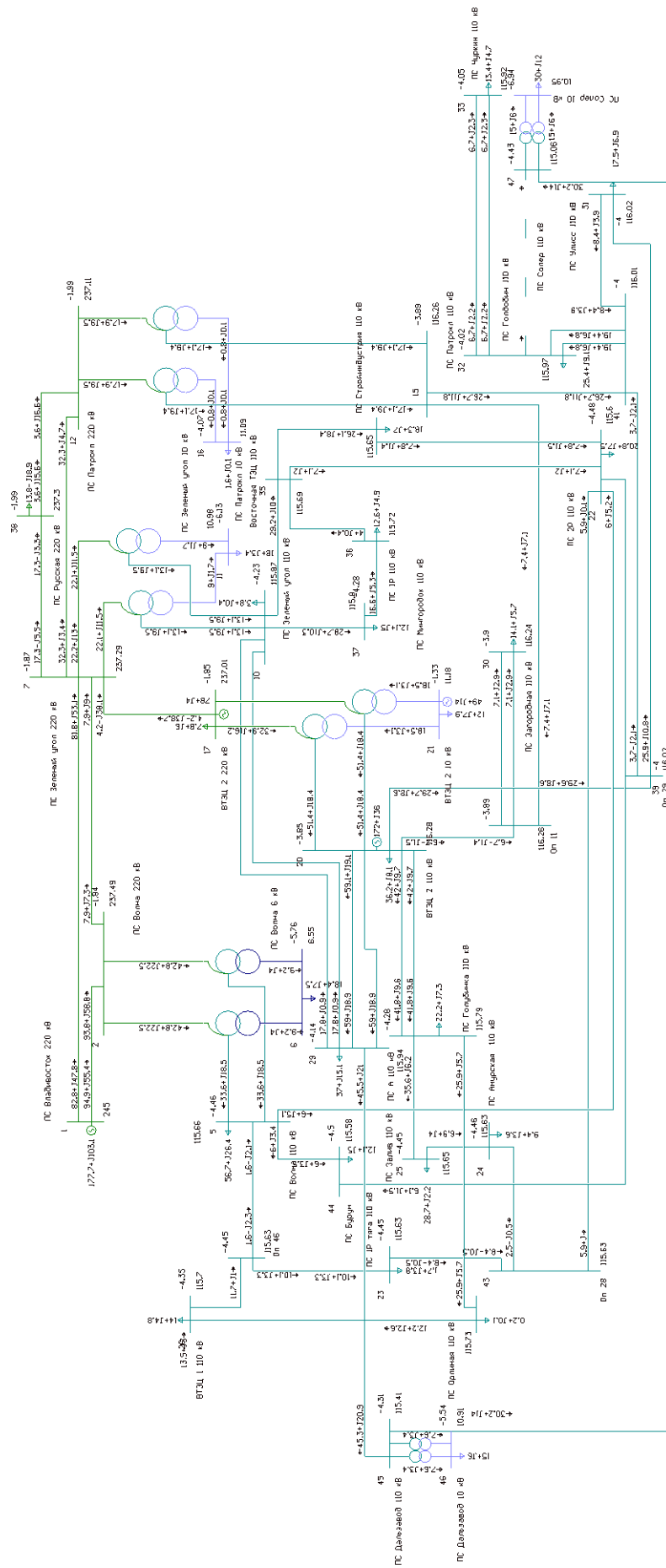


Рисунок 22 – Вариант 3 схема нормального режима

Рисунок 23 – Вариант 3 схема послеаварийного режима



3.2.4 Предусматривает подключение ПС Дальзавод к ПС А, а ПС Солерс к ПС Чуркин на напряжение 110 кВ и строительство одной ВЛ 110 кВ Дальзавод – Солерс.

При подключении ПС Дальзавод к существующим сетям необходимо строительство линий от ПС А протяженностью 3 км. При подключении ПС Солерс к сетям 110 кВ необходимо строительство линии ВЛ 110 кВ от ПС Чуркин длиной 4 км. Строительство линии 110 кВ Дальзавод – Солерс длиной 2 км.

Для ПС Дальзавод выбираем следующие типовые схемы РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Мостик (5Н).

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

Для ПС Солерс выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Мостик (5Н).

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

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Дальзавод предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН – 16000/110/10.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Солерс предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН – 25000/110/10.

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

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Таблица 43 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	209	445	46,9
Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	188	445	42,2
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	178	445	39,9
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	270	690	39,1
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	270	690	39,1
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	259	690	39
ПС Голдобин 110 кВ - ПС Чуркин 110 кВ	158	445	35,5
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	211	610	34,6
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	225	690	34,4
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	211	619	34,1
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	146	445	32,9
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	146	445	32,9
ПС А 110 кВ - ПС Дальзавод 110 кВ	162	610	26,6
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	177	690	25,7
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	154	610	25,3
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	129	610	21,2
Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	94	445	21,2
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	94	610	15,4
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	94	610	15,4
ПС Чуркин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	87	610	14,3
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	52	380	13,7
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	61	445	13,7
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	93	690	13,7
ПС Дальзавод 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	80	610	13,1

ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	89	690	12,9
-------------------------------------	----	-----	------

Таблица 44 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	245	11,36
ПС Волна 220 кВ	220	237,5	7,96
ПС Волна Н1	220	231,44	5,2
ПС Волна Н2	220	231,44	5,2
ПС Волна 110 кВ	110	115,68	5,17
ПС Волна 6 кВ	6	6,55	4,01
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	237,29	7,86
ПС Зеленый угол Н1	220	231,89	5,41
ПС Зеленый угол Н2	220	231,89	5,41
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	115,91	5,37
ПС Зеленый угол 10 кВ	10	10,98	4,59
ПС Патрокл 220 кВ	220	237,11	7,78
ПС Патрокл Н1	220	232,53	5,69
ПС Патрокл Н2	220	232,53	5,69
ПС Патрокл 110 кВ	110	116,21	5,65
ПС Патрокл 10 кВ	10	11,09	5,61
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	237,02	7,73
ВТЭЦ 2 Н1	220	232,67	5,76
ВТЭЦ 2 Н2	220	232,67	5,76
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	116,28	5,71
ВТЭЦ 2 10 кВ	10	11,18	6,48
ПС 2Р 110 кВ	110	115,63	5,12
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	115,65	5,13
ПС Амурская 110 кВ	110	115,64	5,13
ПС Залив 110 кВ	110	115,66	5,15

ВТЭЦ 1 110 кВ	110	115,72	5,2
---------------	-----	--------	-----

Продолжение таблицы 44

1	2	3	4
ПС Орлиная 110 кВ	110	115,74	5,22
ПС Голубинка 110 кВ	110	115,8	5,27
ПС А 110 кВ	110	115,99	5,44
ПС Загородная 110 кВ	110	116,2	5,63
ПС Улисс 110 кВ	110	115,92	5,38
ПС Голдобин 110 кВ	110	115,85	5,32
ПС Чуркин 110 кВ	110	115,63	5,12
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	115,68	5,16
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	115,73	5,21
ПС 1Р 110 кВ	110	115,75	5,23
ПС Мингородок 110 кВ	110	115,84	5,31
ПС Русская 220 кВ	220	237,3	7,86
Оп 29	110	115,93	5,39
Оп 11	110	116,21	5,65
Оп 8	110	115,91	5,37
Оп 46	110	115,65	5,14
Оп 28	110	115,65	5,13
ПС Бурун	110	115,61	5,1
ПС Дальзавод 110 кВ	110	115,64	5,12
ПС Дальзавод 10 кВ	10	10,93	4,1
ПС Солер 110 кВ	110	115,46	4,96
ПС Солер 10 кВ	10	10,99	4,67

Таблица 45 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
ПС А 110 кВ - ПС Дальзавод 110 кВ	321	610	52,7
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	340	690	49,3
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	340	690	49,3
ПС Дальзавод 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	238	610	39,1
ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	259	690	39,1
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	217	610	35,5
ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	217	619	35
ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	226	690	34,5
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	120	445	26,9
ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	183	690	26,6
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	151	610	24,7
ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	109	445	24,5
Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	101	445	22,7
ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	134	610	22
ПС Патрокл 110 кВ - Оп 11	73	445	16,4
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	67	445	15,1
ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	67	445	15,1
ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	54	380	14,2
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	85	610	13,9
ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	85	610	13,9
ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	94	690	13,8
ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингородок 110 кВ	85	690	12,4
ПС Чуркин 110 кВ - ПС Солер 110 кВ	71	610	11,7
ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	70	610	11,5



ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	79	690	11,4
--	----	-----	------

Таблица 46 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

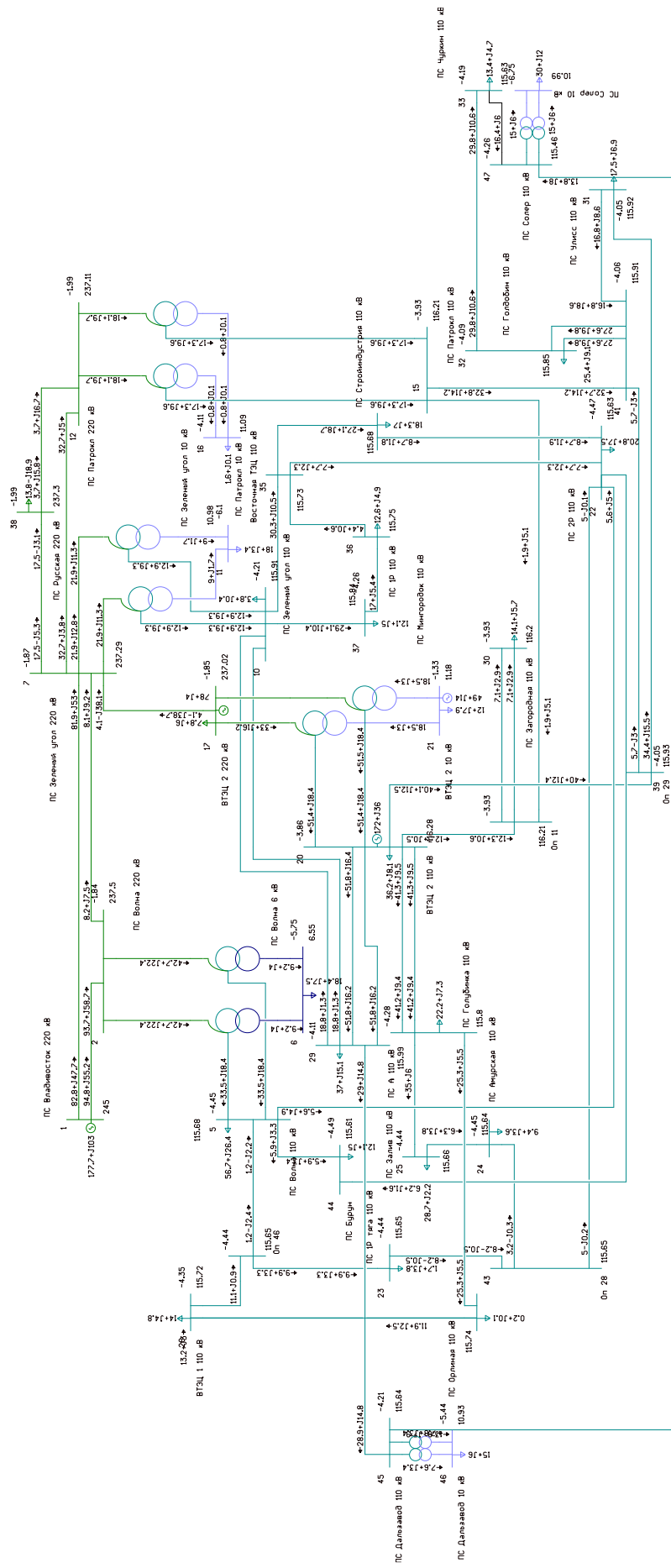
Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ПС Владивосток 220 кВ	220	245	11,36
ПС Волна 220 кВ	220	237,47	7,94
ПС Волна Н1	220	231,33	5,15
ПС Волна Н2	220	231,33	5,15
ПС Волна 110 кВ	110	115,63	5,12
ПС Волна 6 кВ	6	6,55	3,96
ПС Зеленый угол 220 кВ	220	237,26	7,85
ПС Зеленый угол Н1	220	231,71	5,32
ПС Зеленый угол Н2	220	231,71	5,32
ПС Зеленый угол 110 кВ	110	115,82	5,29
ПС Зеленый угол 10 кВ	10	10,97	4,5
ПС Патрокл 220 кВ	220	237,08	7,77
ПС Патрокл Н1	220	232,66	5,75
ПС Патрокл Н2	220	232,66	5,75
ПС Патрокл 110 кВ	110	116,28	5,71
ПС Патрокл 10 кВ	10	11,1	5,67
ВТЭЦ 2 220 кВ	220	236,98	7,72
ВТЭЦ 2 Н1	220	232,62	5,74
ВТЭЦ 2 Н2	220	232,62	5,74
ВТЭЦ 2 110 кВ	110	116,26	5,69
ВТЭЦ 2 10 кВ	10	11,18	6,46
ПС 2Р 110 кВ	110	115,57	5,06
ПС 1Р тяга 110 кВ	110	115,6	5,09
ПС Амурская 110 кВ	110	115,6	5,09
ПС Залив 110 кВ	110	115,62	5,11

ВТЭЦ 1 110 кВ	110	115,68	5,16
---------------	-----	--------	------

Продолжение таблицы 46

1	2	3	4
ПС Орлиная 110 кВ	110	115,7	5,19
ПС Голубинка 110 кВ	110	115,76	5,24
ПС А 110 кВ	110	115,88	5,35
ПС Загородная 110 кВ	110	116,26	5,69
ПС Улисс 110 кВ	110	116,08	5,52
ПС Голдобин 110 кВ	110	116,05	5,5
ПС Чуркин 110 кВ	110	114,59	4,17
ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	115,6	5,1
Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	115,65	5,14
ПС 1Р 110 кВ	110	115,67	5,15
ПС Мингородок 110 кВ	110	115,75	5,23
ПС Русская 220 кВ	220	237,28	7,85
Оп 29	110	116,08	5,53
Оп 11	110	116,28	5,71
Оп 8	110	116,07	5,52
Оп 46	110	115,6	5,09
Оп 28	110	115,6	5,09
ПС Бурун	110	115,55	5,05
ПС Дальзавод 110 кВ	110	115,22	4,74
ПС Дальзавод 10 кВ	10	10,89	3,71
ПС Солер 110 кВ	110	114,73	4,3
ПС Солер 10 кВ	10	10,92	3,97

Рисунок 24 – Вариант 4 схема нормального режима



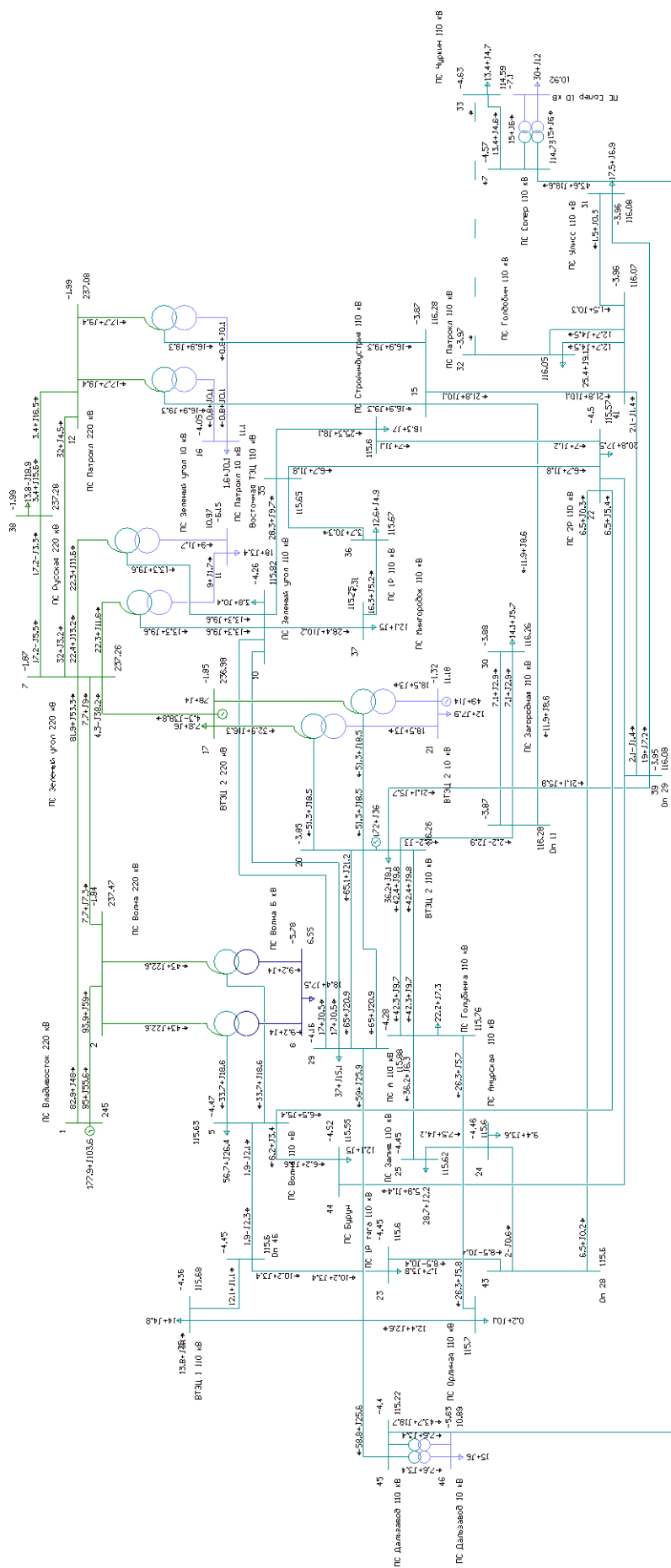


Рисунок 25 – Вариант 4 схема послеварийного режима

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

## 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

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

### 4.1 Капиталовложения

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

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

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (13)$$

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

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

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

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

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

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

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

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

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

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции;

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

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств;

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

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

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

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

$l$  – длина трассы;

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

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

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

Результаты расчета капиталовложений для вариантов сведены в таблицы.

Таблица 47 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	33794.496
Трансформаторы	10400
Постоянная часть затрат	13340
Стоимость распределительных устройств	7260
Ячейка ОРУ	1680

Таблица 49 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	47120
Трансформаторы	10400
Постоянная часть затрат	13340
Стоимость распределительных устройств	11130
Ячейка ОРУ	840

Таблица 49 – Капиталовложения для варианта №3

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	19232.64
Трансформаторы	10400
Постоянная часть затрат	13340
Стоимость распределительных устройств	15000
Ячейка ОРУ	420

Таблица 50 – Капиталовложения для варианта №4

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	21640
Трансформаторы	10400
Постоянная часть затрат	13340
Стоимость распределительных устройств	15000
Ячейка ОРУ	840

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1:  $K_{\text{общ}} = 568660.167$  тыс.руб;
- вариант №2:  $K_{\text{общ}} = 665700$  тыс.руб.
- вариант №3:  $K_{\text{общ}} = 530149.553$  тыс.руб.



– вариант №4:  $K_{\text{общ}} = 541300$  тыс.руб.

## 4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

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

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

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

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

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:

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

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

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

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

Амортизационные отчисления на реновацию:

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

где  $K$  – капиталовложение в соответствующие оборудование;

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

Расчёт эксплуатационных издержек вариантов приведён в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 51.

Таблица 51 – Издержки

Вариант	$I_{э.р.}$ , тыс.руб	$I_{ам.рен.}$ , тыс.руб	$I_{Δw}$ тыс.руб	$I$ , тыс.руб
№1	3466	5482	8349	17300
№2	3733	6544	8832	19110
№3	3759	4907	9485	18150
№4	2752	5043	9968	18760

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

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

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

Затраты определяются по формуле [21]:

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

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

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

$I$  – издержки.

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

Таблица 52 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	568660.167	17300	74164.106
2	665700	19110	85682.48056
3	530149.553	18150	71166
4	541300	18760	72889

Из предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №3, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети минимальные по сравнению с другими вариантами.

#### 4.4 Оценка экономической эффективности проекта

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

Оценка экономической эффективности варианта №1

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

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

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

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

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

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

$$W_t = 45000 \cdot 5200 = 234000 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

$$O_{Pt} = 234000 \cdot 2.87 = 671900 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\text{б}t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (23)$$

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:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\text{б}t}). \quad (24)$$

Величина прибыли после вычета налогов ( $П_{\text{ч}t}$ ) численно равна прибыли от реализации ( $П_{\text{б}t}$ ) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$П_{\text{ч}t} = П_{\text{б}t} - H_t; \quad (25)$$

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

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

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

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

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

$t$  – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 26.

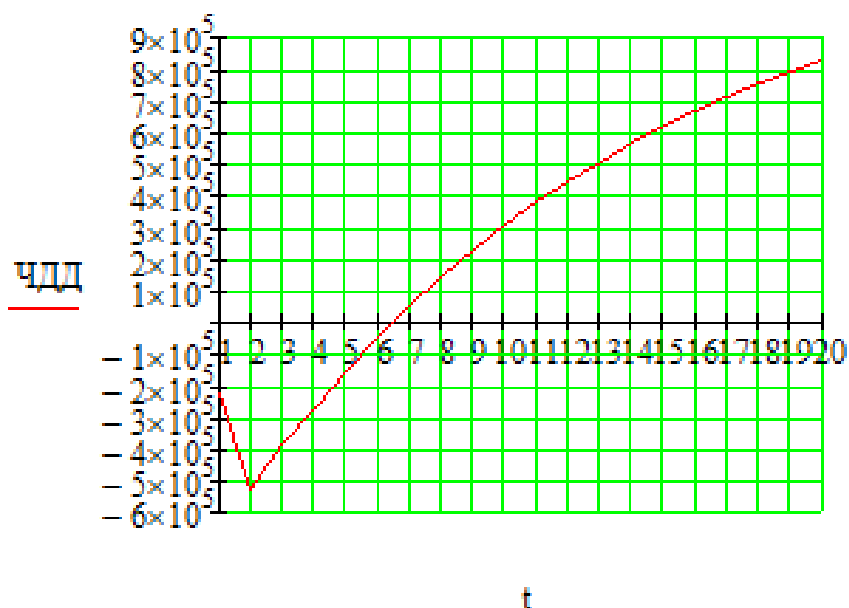


Рисунок 26 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 7 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно–привлекательным и рекомендуется к реализации.

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [31]:

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

где  $K$  – суммарные капитальные вложения;

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

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

$H_t$  – налог на прибыль.

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

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

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №1 в приложении Б.

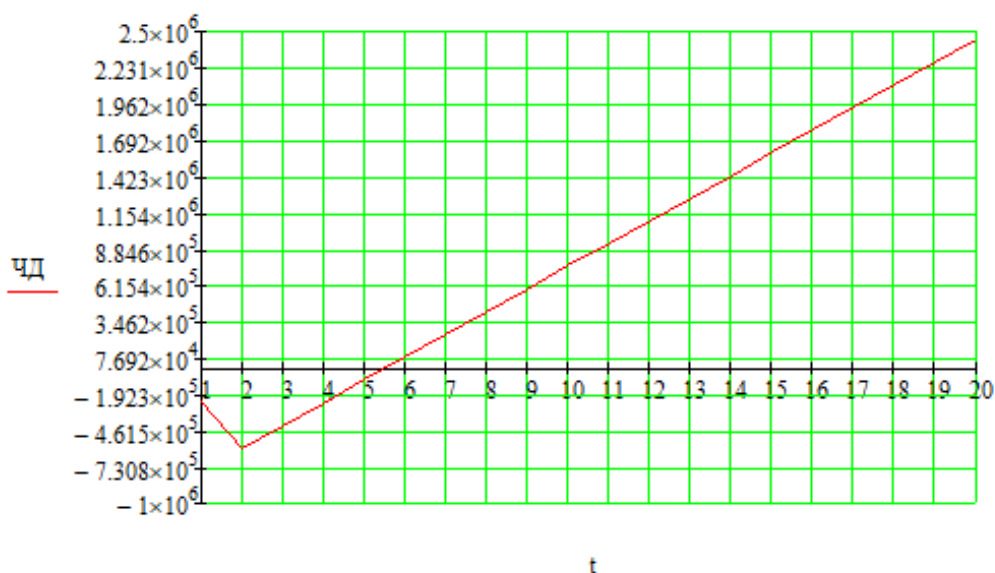


Рисунок 27 – График ЧД вариант 1

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 568 миллионов руб. составит 5 лет и 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций  $ИДД > 1$  ( $ИДД = 2.464$ ). Рентабельность проекта

составит 29.694 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период – 20 лет).

Оценка экономической эффективности варианта №2. Результаты расчета представлены в приложении Б. Графика ЧДД и ЧД представлена на рисунках 28 и 29 соответственно.

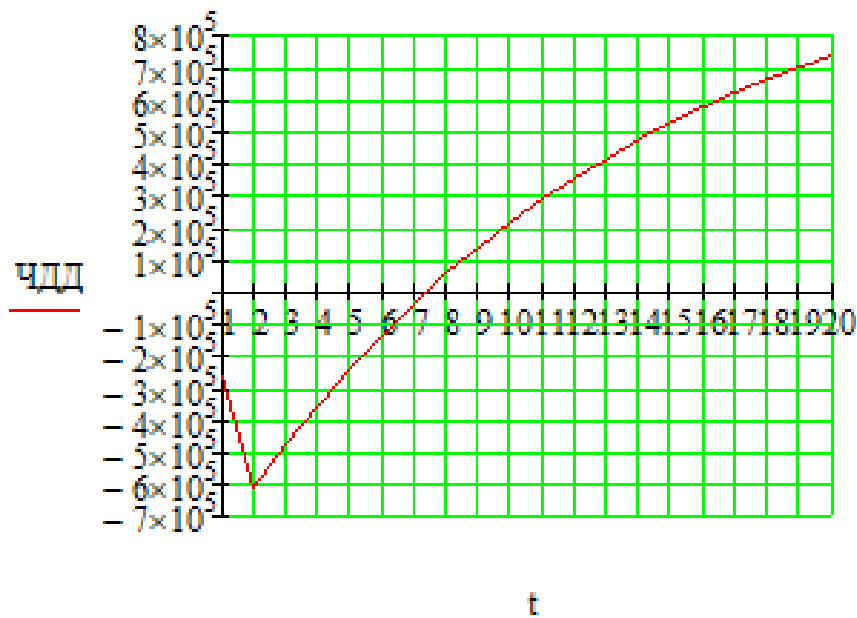


Рисунок 28 – График ЧДД вариант 2

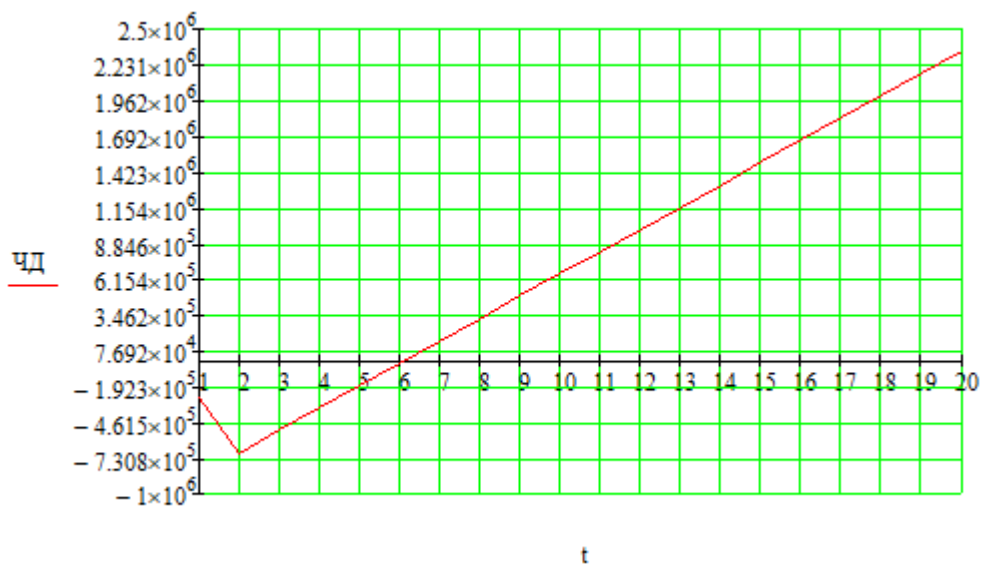


Рисунок 29 – График ЧД вариант 2

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 665.7 миллионов руб. составит 6 лет. Проект является

экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций  $IDД > 1$  ( $IDД = 2.11$ ). Рентабельность проекта составит 25.27 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период – 20 лет).

Оценка экономической эффективности варианта №3. Результаты расчета представлены в приложении Б. Графика ЧДД и ЧД представлена на рисунках 30 и 31 соответственно.

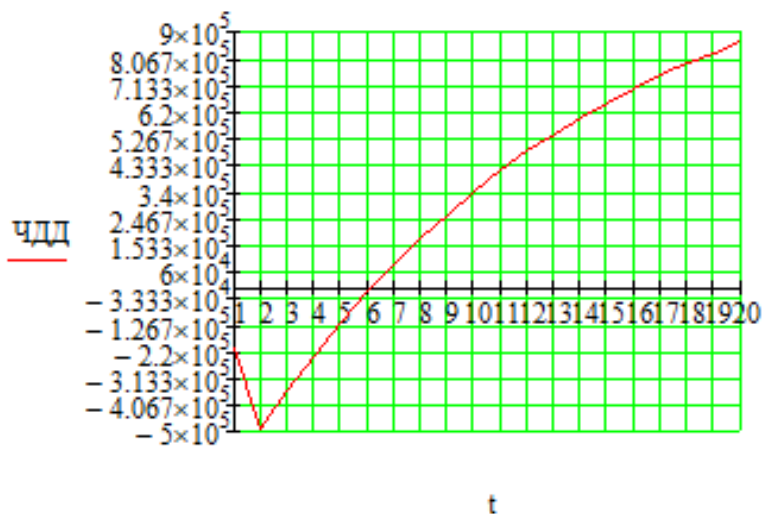


Рисунок 30 – График ЧДД вариант 3

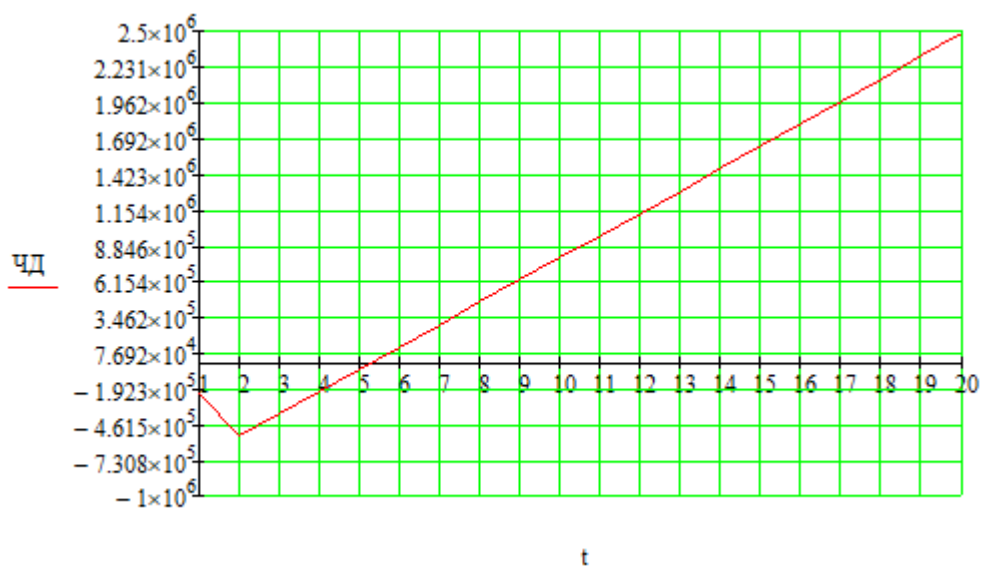


Рисунок 31 – График ЧД вариант 3

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 530 миллионов руб. составит 5 лет и 4 месяца. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности



дисконтированных инвестиций  $ИДД > 1$  ( $ИДД = 2.63$ ). Рентабельность проекта составит 31.80 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период – 20 лет).

Оценка экономической эффективности варианта №4. Результаты расчета представлены в приложении Б. Графика ЧДД и ЧД представлена на рисунках 32 и 33 соответственно.

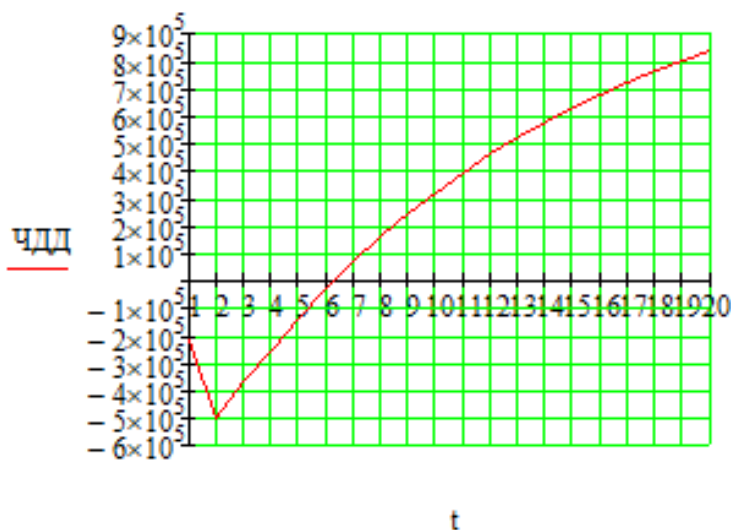


Рисунок 32 – График ЧДД вариант 4

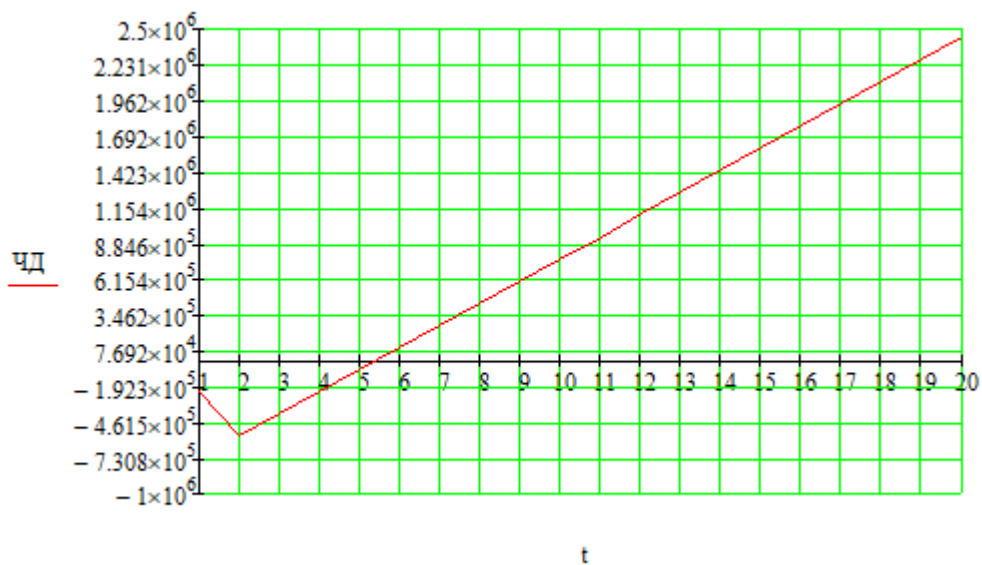


Рисунок 33 – График ЧД вариант 4

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 541 миллионов руб. составит 5 лет 5 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности

дисконтированных инвестиций  $ИДД > 1$  ( $ИДД = 2.55$ ). Рентабельность проекта составит 30.93 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период – 20 лет).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрен вопрос подключения ПС Дальзавод и Солерс в Приморском крае в городе Владивосток.

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

Рассчитаны вероятностные характеристики электрических нагрузок, определяющиеся с целью проектирования надёжной и экономически выгодной электрической сети. Предложены несколько вариантов развития электрической сети данного района проектирования с применением инновационного оборудования и использования элементов активно-адаптивной сети, позволяющие повысить надёжность электроснабжения потребителей электроэнергии, уменьшить потери электроэнергии в сети.

Произведено техническое обоснование вариантов, осуществлено проектирование подстанций, линий электропередачи, сделан выбор необходимых элементов электрической сети с целью повышения функционирования сети. Выполнены расчёты нормальных и послеаварийных режимов электрической сети для каждого из предлагаемых вариантов развития.

Осуществлён выбор оптимального варианта развития электрической сети на основании расчётов экономической эффективности. По данным расчёта самым экономически привлекательным является вариант 3 при подключении ПС Дальзавод к ПС А и Подключении ПС Солерс к ПС Голдобин и строительстве связи между ПС Дальзавод и ПС Солерс.

Таким образом, в магистерской диссертации показана необходимость и предложены варианты подключения ПС Дальзавод и ПС Солерс в городе Владивостоке.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Алюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электронный ресурс]. Режим доступа:
- 2 Баглейбтер О.И. Трансформатор тока в сетях релейной защиты. Противодействие насыщению ТТ апериодической составляющей тока КЗ // Новости ЭлектроТехники. 2008. № 5(53).
- 3 В.А. Овсейчук Обеспечение надежности электроснабжения в условиях рыночной экономики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://news.elteh.ru/arh/2011/67/03.php> – 30.03.2022.
- 4 Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций./ А.А. Васильев – М. : Энергия, 2015.
- 5 Воропай Н.И. Основные положения концепции обеспечения надежности в электроэнергетике / доклад на отраслевой конференции Торгово–промышленной палаты РФ 25.02.2010 г. «Надежность и безопасность энергетических объектов и оборудования».
- 6 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. Пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов н/Д: Феникс, 2006. – 719 с.
- 7 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. / Ю.Б. Гук– М. / Энергоатомиздат, 2016.
- 8 Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд–во МЭИ, 2005. – 48 с.
- 9 Строев В.А. Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд–во МЭИ, 2005. – 48 с.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- 20 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8–е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 608 с.,
- 21 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015.
- 22 Неуймин В.Г. Пособия по работе с программой RastrWin/ В.Г. Неуймин [Электронный ресурс] – Екатеринбург: «УПИ–Энерго», 2009.– 93 с.
- 23 Основы современной энергетики: учебник для вузов в 2 т. / под общ. ред. чл.–корр. РАН Е.А. Аметистова. – М.: Изд. дом МЭИ, 2008.
- 24 О затратах сетевой организации на покупку потерь в собственных сетях [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://drsk.ru/poteri\\_po\\_godam.html](http://drsk.ru/poteri_po_godam.html) – 1.02.2022
- 25 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.
- 26 Пастухова И.В. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения. / И.В. Пастухова, Л.Г. Насановский– Информационный вестник №3 (14)
- 27 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
- 28 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2014.
- 29 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд–во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 30 Савина, Н. В. Практикум по электрическим сетям : учебное пособие / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, В. Ю. Маркитан. — Благовещенск : АмГУ, 2014. — 254 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156469> (дата обращения: 12.04.2022).

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

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

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

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

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

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

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

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

39 Схема потокораспределения Приморских электрических сетей за 2021 г;

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

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

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

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

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

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

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

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

48 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии – Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.

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

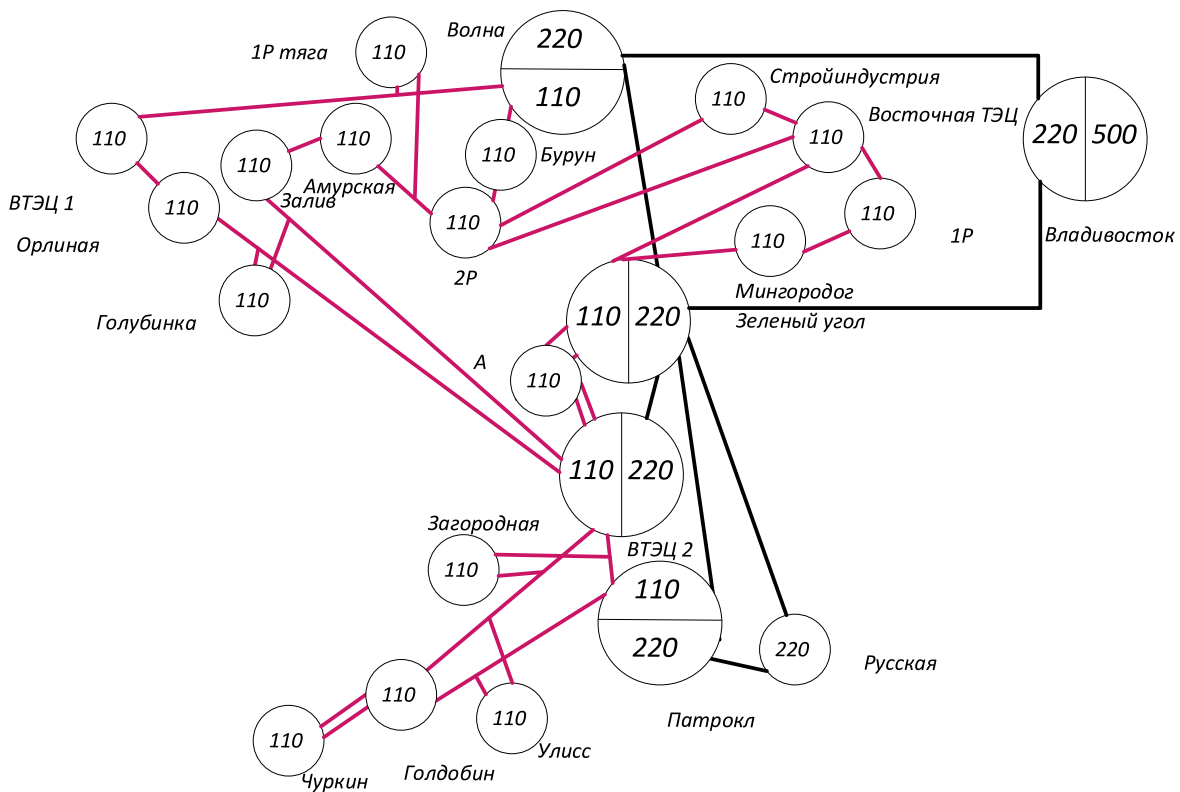
50 Электрические подстанции: перспективы развития [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://marketelectro.ru/content/elektricheskie\\_podstancii\\_perspektivy\\_razvitiyal](https://marketelectro.ru/content/elektricheskie_podstancii_perspektivy_razvitiyal) – 1.02.2022

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



# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Граф рассматриваемого эквивалента сети



Приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей:  $\alpha_t := 1$        $\alpha_i := 1.05$        $I_{по10} := 43.11$

$K_{уд110} := 1.75$        $K_{уд10} := 1.85$        $T_{ал10} := 0.3$        $T_{ал0} := 0.6$        $I_{по110} := 7.46$

$$i_{уд110} := \sqrt{2} \cdot K_{уд110} \cdot I_{по110} = 18.463$$

$$i_{уд10} := \sqrt{2} \cdot K_{уд10} \cdot I_{по10} = 112.788$$

$$I_{раб110} := \frac{\sqrt{15^2 + 9^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.092$$

$$I_{раб10.5} := \frac{\sqrt{15^2 + 9^2}}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 6} = 0.16$$

$$B_{крас110} := I_{по110}^2 (1.02 + T_{ал10}) = 73.46$$

$$B_{крас10} := I_{по10}^2 (1.02 + T_{ал0}) = 3.011 \times 10^3$$

$$i_{ар110} := \sqrt{2} \cdot I_{по110} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{ал10}}} = 10.204$$

$$i_{ар10} := \sqrt{2} \cdot I_{по10} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{ал0}}} = 59.959$$

Расчётное значение тока:

$$I_{расч1} := I_{раб110} \cdot \alpha_t \cdot \alpha_i = 0.096 \quad \text{кА}$$

Выбираем провод АС-70/11 с длительно допустимым током 285 А.

\*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО 5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

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

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

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

$$l_1 := 3 \quad l_2 := 8$$

Вариант №1.

$$K_{вл1} := C_{702} \cdot l_1 \cdot 4 = 29520 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

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

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

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл1}} := K_{\text{вл1}} + K_{\text{вл1}} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 33794.496 \text{ тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{вл2}} := C_{70} \cdot l_2 \cdot 2 + C_{702} \cdot l_1 \cdot 2 = 4.116 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл2}} := K_{\text{вл2}} + K_{\text{вл2}} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 4.712 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

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.

$$K_{\text{пост110}} := 13340 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру110}} := 3630 \text{ тыс.руб} \quad K_{\text{ру1101}} := 7500 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{1тр16}} := 4800 \text{ тыс.руб} \quad K_{\text{1тр25}} := 5600 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{яч110}} := 420 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс1}} := 2 \cdot K_{\text{пост110}} + 2 \cdot K_{\text{ру110}} + K_{\text{1тр25}} \cdot 2 + 4 \cdot K_{\text{яч110}} + 2 \cdot K_{\text{1тр16}} = 5.642 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс2}} := 2 \cdot K_{\text{пост110}} + K_{\text{ру1101}} + K_{\text{ру110}} + K_{\text{1тр25}} \cdot 2 + 2 \cdot K_{\text{яч110}} + 2 \cdot K_{\text{1тр16}} = 5.945 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

***Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:***

$$K_{\Sigma \text{пс1}} := K_{\text{пс1}} + K_{\text{пс1}} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 6.459 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{пс2}} := K_{\text{пс2}} + K_{\text{пс2}} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 6.806 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K_{\text{инф}} := 5.78$$

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{вл1}} + K_{\Sigma \text{пс1}}) \cdot K_{\text{инф}} = 568660.167 \text{ тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{вл2}} + K_{\Sigma \text{пс2}}) \cdot K_{\text{инф}} = 6.657 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Затраты на издержки:

$$И := I_3 + I_{ам} + I_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

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

Вариант №1.

$$I_{э1} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma вл1} + \alpha_{э.пс} \cdot K_{\Sigma пс1} = 3.466 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{э2} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma вл2} + \alpha_{э.пс} \cdot K_{\Sigma пс2} = 3.733 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

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

Вариант №1.

$$I_{ам1} := \frac{K_{\Sigma вл1}}{T_{сл.вл}} + \frac{K_{\Sigma пс1}}{T_{сл.пс}} = 5.482 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{ам2} := \frac{K_{\Sigma вл2}}{T_{сл.вл}} + \frac{K_{\Sigma пс2}}{T_{сл.пс}} = 6.544 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Потери электроэнергии:

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

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{вл1} := 2540$$

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := 2710$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр}} := 400$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 2.94 \times 10^3$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 3.11 \times 10^3$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 2.84 \text{ руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) = 8349.6 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) = 8.832 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\text{э1}} + I_{\text{ам1}} + I_{\Delta W1} = 1.73 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{\text{э2}} + I_{\text{ам2}} + I_{\Delta W2} = 1.911 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 74164.106 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 85682.48056 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 1152тыс. руб по сравнению с вариантом №2.

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

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 1 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

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

$$S_{\text{ном1}} := 45000 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{\text{изном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{\text{изном}} = 4.5 \times 10^4 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 1$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 4.5 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 4.5 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 2.34 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 2.34 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$I := I_1 - I_{\text{ам1}} = 1.182 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - I = 2.222 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$N := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 5.332 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 2.275 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 3.412 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\text{Э}_1 := -И - K_{t1} = -2.393 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\text{Э}_1}{(1 + E_n)^1} = -2.216 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -2.216 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\text{Э}_2 := -И - K_{t2} = -3.53 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\text{Э}_2}{(1 + E_n)^2} = -3.027 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{2.} := \text{ЧДД}_{1.} + \text{ЧДД}_2 = -5.242 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\text{Э}_3 := О - И - Н = 1.689 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\text{Э}_3}{(1 + E_n)^3} = 1.34 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{3.} := \text{ЧДД}_{2.} + \text{ЧДД}_3 = -3.902 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{Э} := \text{Э}_3 = 1.689 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^4} = 1.241 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{4.} := \text{ЧДД}_{3.} + \text{ЧДД}_4 = -2.66 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^5} = 1.149 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{5.} := \text{ЧДД}_{4.} + \text{ЧДД}_5 = -1.511 \times 10^5$$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad



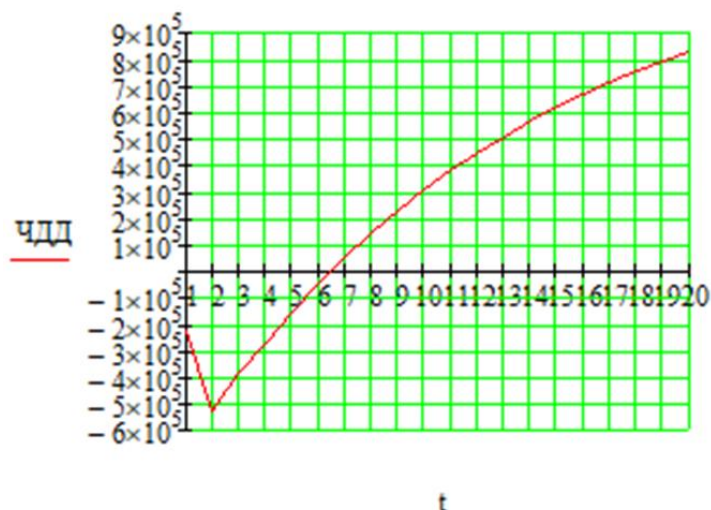
$\text{ЧДД}_6 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^6} = 1.064 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = -4.471 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^7} = 9.853 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 5.382 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^8} = 9.123 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 1.45 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^9} = 8.447 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 2.295 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{10}} = 7.821 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 3.077 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{11}} = 7.242 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 3.802 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{12}} = 6.706 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 4.472 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{13}} = 6.209 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 5.093 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{14}} = 5.749 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 5.668 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{15}} = 5.323 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 6.2 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{16}} = 4.929 \times 10^4$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 6.693 \times 10^5$

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}_{17} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 4.564 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{17} &:= \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 7.15 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{18} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 4.226 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{18} &:= \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 7.572 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{19} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 3.913 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{19} &:= \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 7.963 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{20} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 3.623 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{20} &:= \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 8.326 \times 10^5 \end{aligned}$$

	( ЧДД <sub>1</sub> )
( 1 )	ЧДД <sub>2</sub> .
2	ЧДД <sub>3</sub> .
3	ЧДД <sub>4</sub> .
4	ЧДД <sub>5</sub> .
5	ЧДД <sub>6</sub> .
6	ЧДД <sub>7</sub> .
7	ЧДД <sub>8</sub> .
8	ЧДД <sub>9</sub> .
9	ЧДД <sub>10</sub> .
10	ЧДД <sub>11</sub> .
t := 11	ЧДД := ЧДД <sub>12</sub> .
12	ЧДД <sub>13</sub> .
13	ЧДД <sub>14</sub> .
14	ЧДД <sub>15</sub> .
15	ЧДД <sub>16</sub> .
16	ЧДД <sub>17</sub> .
17	ЧДД <sub>18</sub> .
18	ЧДД <sub>19</sub> .
19	ЧДД <sub>20</sub> .
( 20 )	( ЧДД <sub>20</sub> )

Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 2.464$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

\*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

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

Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -2.393 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -2.393 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -3.53 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -5.923 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -4.234 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -2.546 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -8.571 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб		

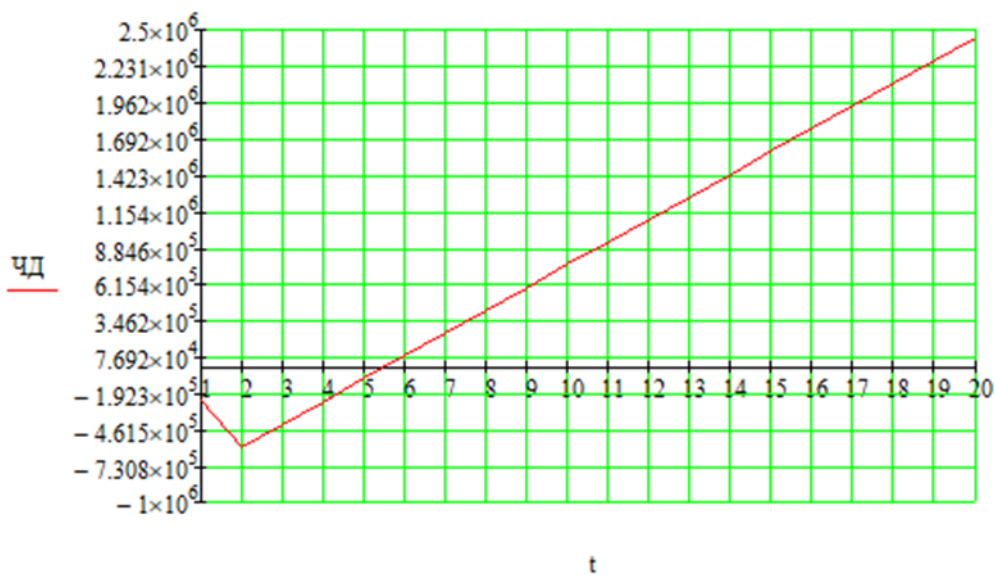
Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧД}_7 := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_6 := \text{ЧД}_5 + \text{ЧД}_6 = 8.315 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_8 := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_7 := \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = 2.52 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_9 := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_8 := \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = 4.209 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{10} := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_9 := \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = 5.897 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{11} := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{10} := \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = 7.586 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{12} := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 9.274 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{13} := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{12} := \text{ЧД}_{11} + \text{ЧД}_{12} = 1.096 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{14} := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{13} := \text{ЧД}_{12} + \text{ЧД}_{13} = 1.265 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{15} := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{14} := \text{ЧД}_{13} + \text{ЧД}_{14} = 1.434 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{16} := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{15} := \text{ЧД}_{14} + \text{ЧД}_{15} = 1.603 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{17} := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{16} := \text{ЧД}_{15} + \text{ЧД}_{16} = 1.772 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{18} := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{17} := \text{ЧД}_{16} + \text{ЧД}_{17} = 1.941 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{19} := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{18} := \text{ЧД}_{17} + \text{ЧД}_{18} = 2.109 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{20} := \text{Э} = 1.689 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{19} := \text{ЧД}_{18} + \text{ЧД}_{19} = 2.278 \times 10^6$	тыс.руб
		$\text{ЧД}_{20} := \text{ЧД}_{19} + \text{ЧД}_{20} = 2.447 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение приложение Б.

# Расчёт в программе Mathcad

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



Продолжение приложение Б.  
Расчёт в программе Mathcad

Простой срок окупаемости составит 5 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 6 года 6 месяцев.

\*Расчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\Xi_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\Xi_1}{K_1} \cdot 100 = -42.078 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Xi_2}{K_1} \cdot 100 = -62.078 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Xi_3}{K_1} \cdot 100 = 29.694 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 568 миллионов руб. составит 5 лет и 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД = 2.464). Рентабельность проекта составит 29.694 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Средняя величина удельного основного ущерба, у.е./КВт\*ч

$$Y_o := 0.6$$

Удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./КВт

$$Y_{вн} := 1.5$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{огр} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{техн.бр} := 0.9$$

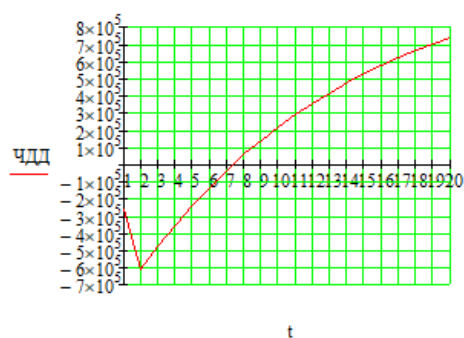
Мощность нагрузки, КВт

$$P_{пс} := 15 \cdot 10^3$$

Технологическая броня, КВт:

$$P_{техн.бр.ПС} := P_{пс} \cdot \sigma_{техн.бр} = 1.35 \times 10^4$$

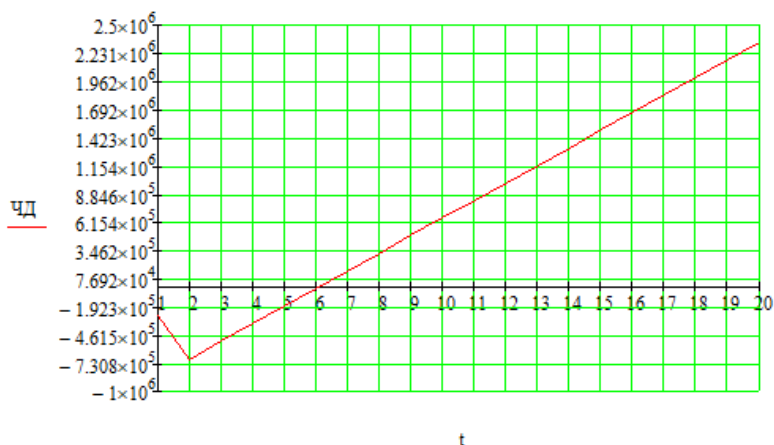
## Продолжение приложение Б. Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 2.113$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.



Простой срок окупаемости составит 6 лет.

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

\*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

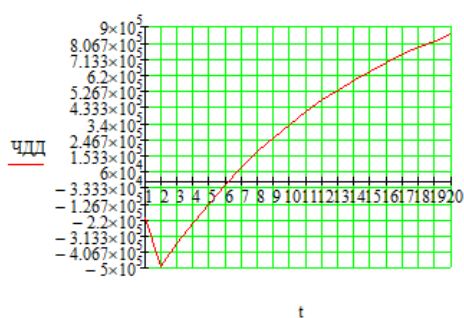
$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_2} \cdot 100 = -41.887 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_2} \cdot 100 = -61.887 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_2} \cdot 100 = 25.279 \quad \%$$

$$K_2 = 6.657 \times 10^5$$

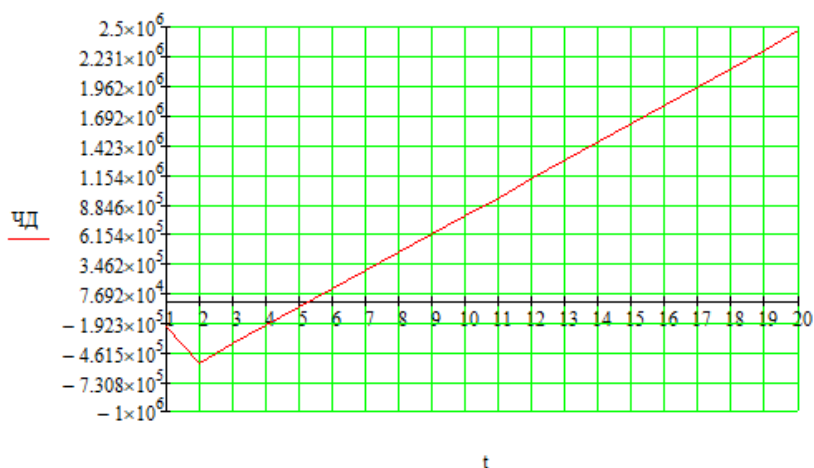
## Продолжение приложение Б. Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 2.613$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.



Простой срок окупаемости составит 5 лет 5 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.

\*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\Theta_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\Theta_1}{K_1} \cdot 100 = -42.498 \quad \%$$

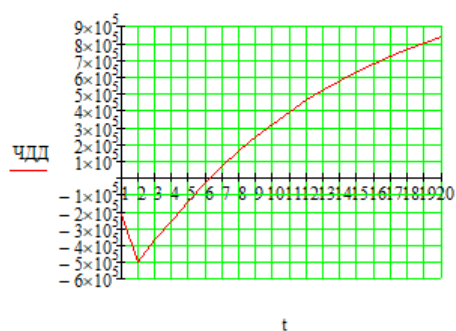
$$K_1 = 5.301 \times 10^5$$

$$R_2 := \frac{\Theta_2}{K_1} \cdot 100 = -62.498 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Theta_3}{K_1} \cdot 100 = 31.647 \quad \%$$



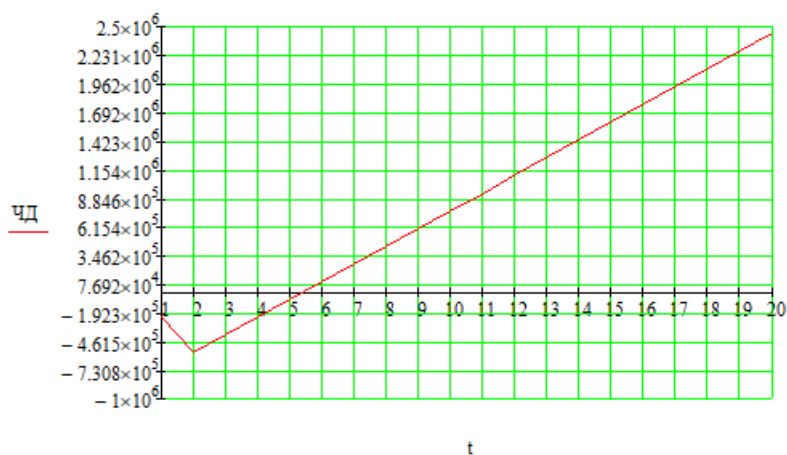
## Продолжение приложение Б. Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} = \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 2.555$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.



Простой срок окупаемости составит 5 лет 5 месяцев.

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

\*Расчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t = \frac{\Theta_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 = \frac{\Theta_1}{K_2} \cdot 100 = -42.535 \quad \%$$

$$K_2 = 5.413 \times 10^5$$

$$R_2 = \frac{\Theta_2}{K_2} \cdot 100 = -62.535 \quad \%$$

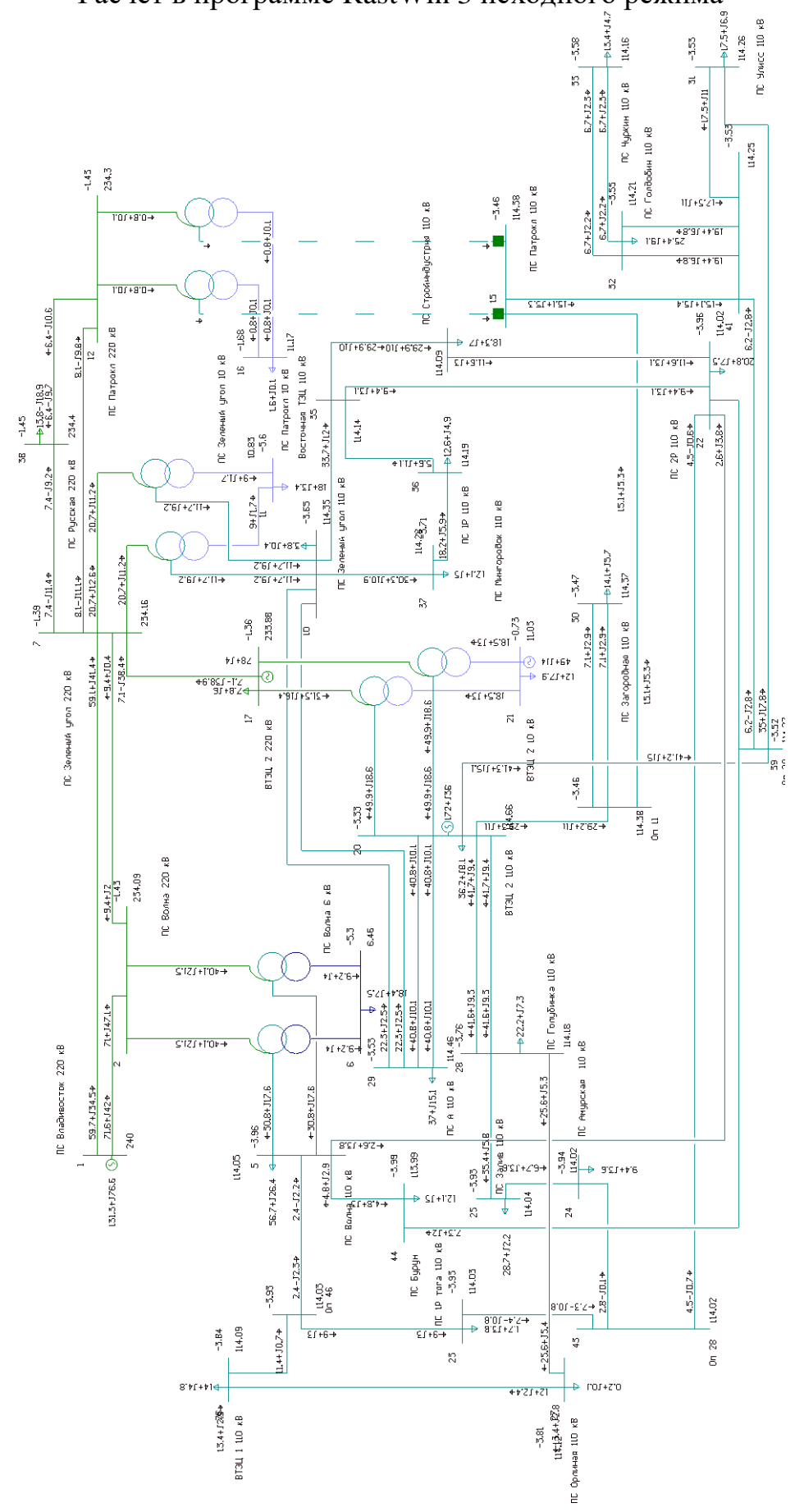
$$R_3 = \frac{\Theta_3}{K_2} \cdot 100 = 30.93 \quad \%$$

## Приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220		1			131,3	76,6	240	240	9,09	
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220		1						234,09	6,4	-1,43
Нагр	3	ПС Волна Н1	220		1						228,17	3,71	-3,97
Нагр	4	ПС Волна Н2	220		1						228,17	3,71	-3,97
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110		1	56,7	26,4				114,05	3,69	-3,96
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6		1	18,4	7,5				6,46	2,51	-5,3
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220		1						234,16	6,43	-1,39
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220		1						228,77	3,99	-3,67
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220		1						228,77	3,99	-3,67
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110		1	3,8	0,4				114,35	3,96	-3,65
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10		1	18	3,4				10,83	3,16	-5,6
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220		1						234,3	6,5	-1,43
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220		1						234,27	6,48	-1,51
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220		1						234,27	6,48	-1,51
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110		1						114,38	3,98	-3,46
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10		1	1,6	0,1				11,17	6,4	-1,68
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220		1	7,8	6	78	4	220	233,88	6,31	-1,36
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220		1						229,43	4,29	-3,34
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220		1						229,43	4,29	-3,34
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110		1	36,2	8,1	172	36	110	114,66	4,24	-3,33
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10		1	12	7,9	49	14	10,5	11,03	5,02	-0,73
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110		1	20,8	7,5				114,02	3,65	-3,96
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110		1	1,7	3,8				114,03	3,66	-3,93
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110		1	9,4	3,6				114,02	3,65	-3,94
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110		1	28,7	2,2				114,04	3,67	-3,93
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110		1	14	4,8				114,09	3,72	-3,84
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110		1	0,2	0,1				114,12	3,75	-3,81
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110		1	22,2	7,4				114,18	3,8	-3,76
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110		1	37	15				114,46	4,05	-3,53
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110		1	14,1	5,7				114,37	3,97	-3,47
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110		1	17,5	6,9				114,26	3,87	-3,53
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110		1	25,4	9,1				114,21	3,83	-3,55
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110		1	13,4	4,7				114,16	3,78	-3,58
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110		1	18,3	7				114,09	3,72	-3,89
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110		1						114,14	3,77	-3,84
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110		1	12,6	4,9				114,19	3,81	-3,78
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110		1	12,1	5				114,28	3,89	-3,71
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220		1	13,8	-18,9				234,4	6,54	-1,45
Нагр	39	Оп 29	110		1						114,27	3,88	-3,52
Нагр	40	Оп 11	110		1						114,38	3,98	-3,46
Нагр	41	Оп 8	110		1						114,25	3,87	-3,53
Нагр	42	Оп 46	110		1						114,03	3,66	-3,93
Нагр	43	Оп 28	110		1						114,02	3,66	-3,93
Нагр	44	ПС Бурун	110		1	12,1	5				113,99	3,63	-3,99



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

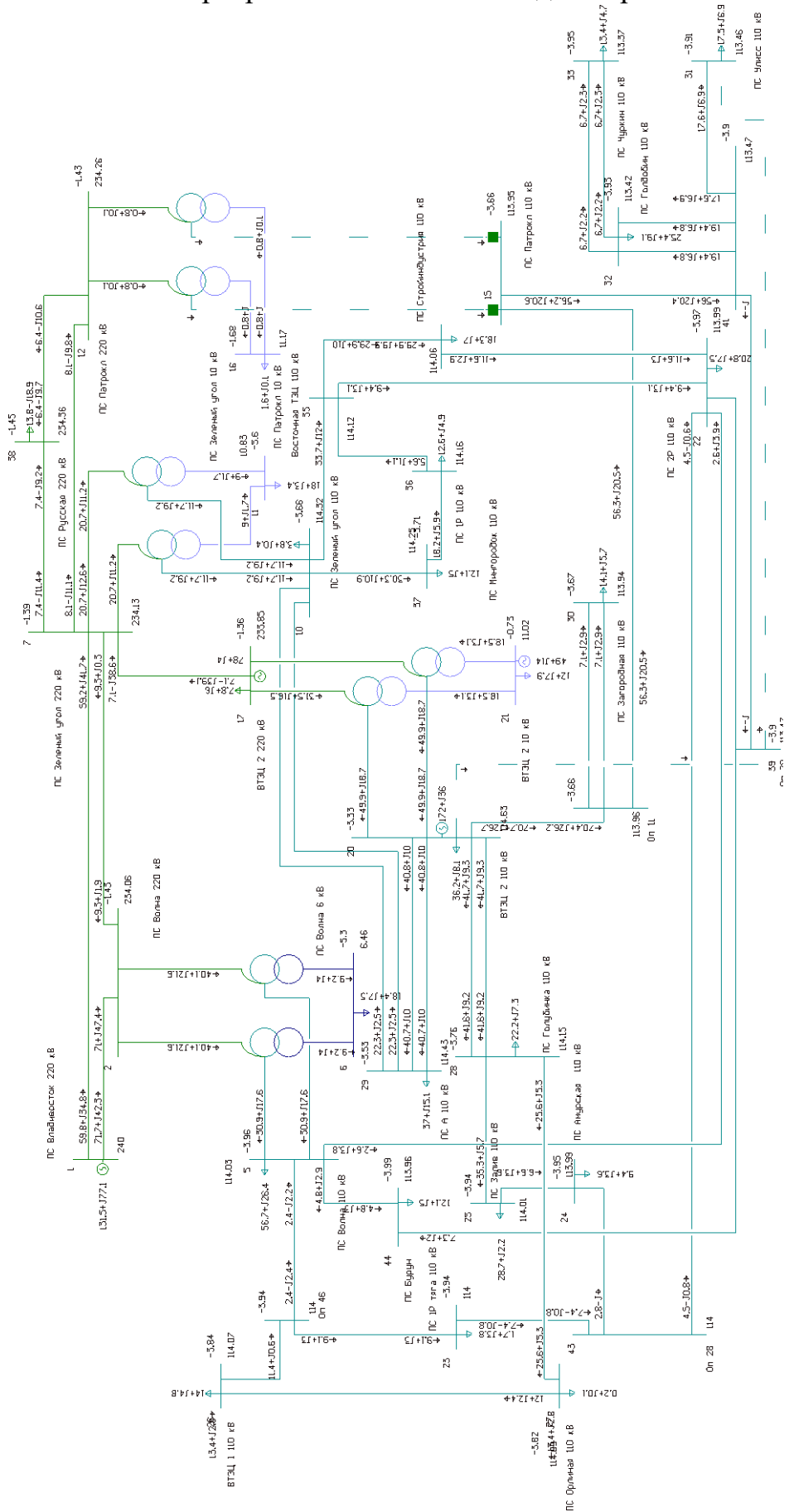


Продолжение приложение В.  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220		1			131,5	77,1	240	240	9,09	
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220		1						234,06	6,39	-1,43
Нагр	3	ПС Волна Н1	220		1						228,12	3,69	-3,97
Нагр	4	ПС Волна Н2	220		1						228,12	3,69	-3,97
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110		1	56,7	26,4				114,03	3,66	-3,96
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6		1	18,4	7,5				6,46	2,49	-5,3
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220		1						234,13	6,42	-1,39
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220		1						228,72	3,96	-3,67
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220		1						228,72	3,96	-3,67
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110		1	3,8	0,4				114,32	3,93	-3,66
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10		1	18	3,4				10,83	3,13	-5,6
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220		1						234,26	6,48	-1,43
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220		1						234,24	6,47	-1,52
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220		1						234,24	6,47	-1,52
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110		1						113,95	3,59	-3,66
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10		1	1,6	0,1				11,17	6,39	-1,68
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220		1	7,8	6	78	4	220	233,85	6,29	-1,36
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220		1						229,37	4,26	-3,34
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220		1						229,37	4,26	-3,34
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110		1	36,2	8,1	172	36	110	114,63	4,21	-3,33
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10		1	12	7,9	49	14	10,5	11,02	4,99	-0,73
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110		1	20,8	7,5				113,99	3,63	-3,97
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110		1	1,7	3,8				114	3,63	-3,94
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110		1	9,4	3,6				113,99	3,63	-3,95
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110		1	28,7	2,2				114,01	3,65	-3,94
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110		1	14	4,8				114,07	3,7	-3,84
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110		1	0,2	0,1				114,09	3,72	-3,82
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110		1	22,2	7,4				114,15	3,77	-3,76
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110		1	37	15				114,43	4,02	-3,53
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110		1	14,1	5,7				113,94	3,58	-3,67
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110		1	17,5	6,9				113,46	3,15	-3,91
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110		1	25,4	9,1				113,42	3,11	-3,93
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110		1	13,4	4,7				113,37	3,07	-3,95
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110		1	18,3	7				114,06	3,69	-3,9
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110		1						114,12	3,74	-3,84
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110		1	12,6	4,9				114,16	3,78	-3,79
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110		1	12,1	5				114,25	3,86	-3,71
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220		1	13,8	-18,9				234,36	6,53	-1,45
Нагр	39	Оп 29	110		1						113,47	3,15	-3,9
Нагр	40	Оп 11	110		1						113,96	3,6	-3,66
Нагр	41	Оп 8	110		1						113,47	3,15	-3,9
Нагр	42	Оп 46	110		1						114	3,64	-3,94
Нагр	43	Оп 28	110		1						114	3,63	-3,94
Нагр	44	ПС Бурун	110		1	12,1	5				113,96	3,6	-3,99



Продолжение приложение В.  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



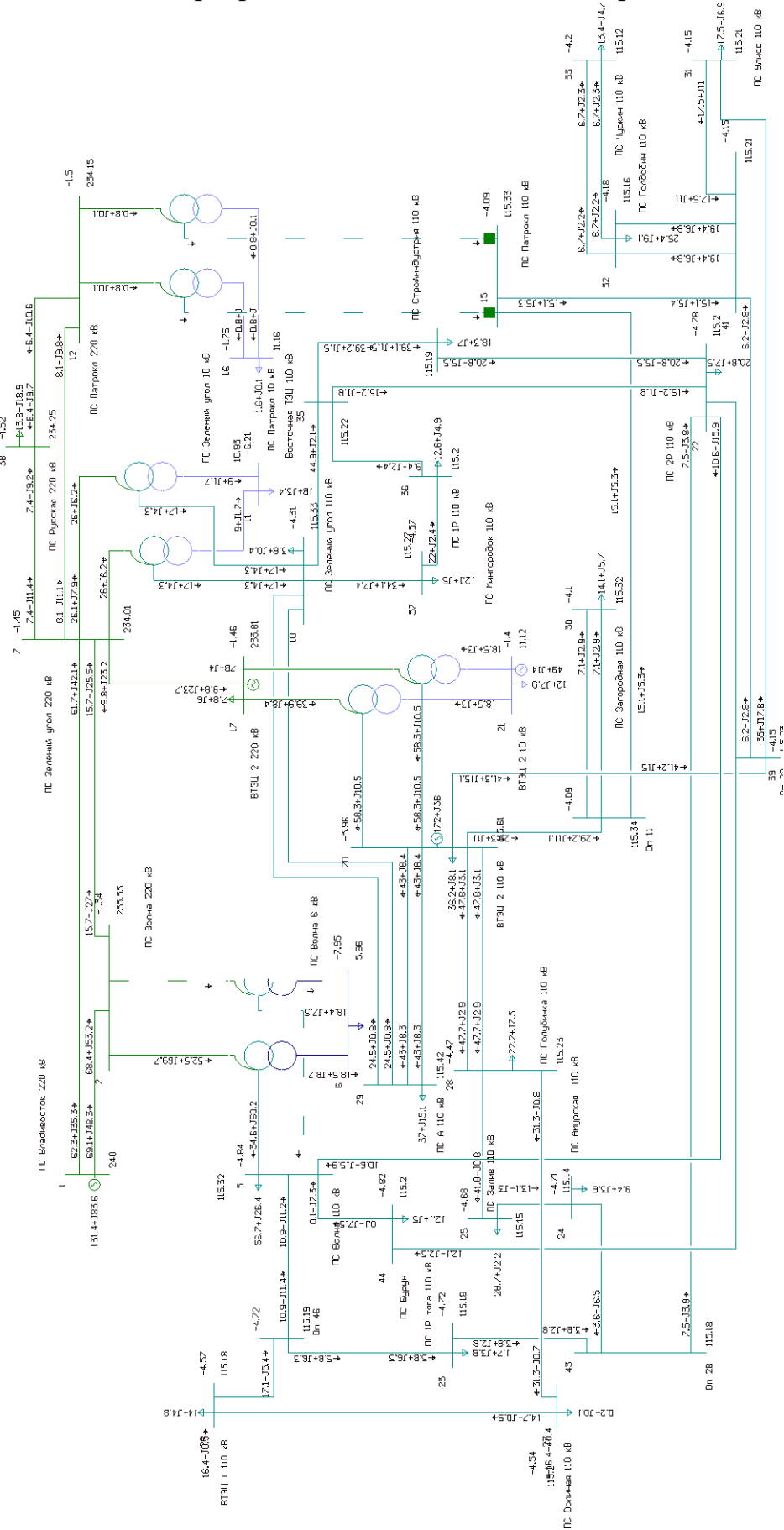
Продолжение приложение В.  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta	
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220			1			131,4	83,6	240	240	9,09	
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220			1						233,53	6,15	-1,34
Нагр	3	ПС Волна Н1	220			1						213,63	-2,9	-4,87
Нагр	4	ПС Волна Н2	220			1								-3,97
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110			1	56,7	26,4				115,32	4,83	-4,84
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6			1	18,4	7,5				5,96	-5,42	-7,95
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220			1						234,01	6,37	-1,45
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220			1						230,77	4,89	-4,31
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220			1						230,77	4,89	-4,31
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110			1	3,8	0,4				115,33	4,85	-4,31
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10			1	18	3,4				10,93	4,07	-6,21
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220			1						234,15	6,43	-1,5
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220			1						234,12	6,42	-1,58
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220			1						234,12	6,42	-1,58
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110			1						115,33	4,85	-4,09
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10			1	1,6	0,1				11,16	6,33	-1,75
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220			1	7,8	6	78	4	220	233,81	6,28	-1,46
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220			1						231,35	5,16	-3,96
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220			1						231,35	5,16	-3,96
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110			1	36,2	8,1	172	36	110	115,61	5,1	-3,96
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10			1	12	7,9	49	14	10,5	11,12	5,89	-1,4
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110			1	20,8	7,5				115,2	4,73	-4,78
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110			1	1,7	3,8				115,18	4,71	-4,72
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110			1	9,4	3,6				115,14	4,68	-4,71
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110			1	28,7	2,2				115,15	4,68	-4,68
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110			1	14	4,8				115,18	4,71	-4,57
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110			1	0,2	0,1				115,2	4,72	-4,54
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110			1	22,2	7,4				115,23	4,76	-4,47
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110			1	37	15				115,42	4,93	-4,17
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110			1	14,1	5,7				115,32	4,84	-4,1
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110			1	17,5	6,9				115,21	4,74	-4,15
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110			1	25,4	9,1				115,16	4,69	-4,18
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110			1	13,4	4,7				115,12	4,65	-4,2
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110			1	18,3	7				115,19	4,72	-4,64
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110			1						115,22	4,74	-4,57
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110			1	12,6	4,9				115,2	4,73	-4,47
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110			1	12,1	5				115,27	4,79	-4,37
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220			1	13,8	-18,9				234,25	6,48	-1,52
Нагр	39	Оп 29	110			1						115,23	4,75	-4,15
Нагр	40	Оп 11	110			1						115,34	4,85	-4,09
Нагр	41	Оп 8	110			1						115,21	4,73	-4,15
Нагр	42	Оп 46	110			1						115,19	4,71	-4,72
Нагр	43	Оп 28	110			1						115,18	4,71	-4,72
Нагр	44	ПС Бурун	110			1	12,1	5				115,2	4,73	-4,82





# 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	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta	
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220		1		177,5	102,1	245	245	11,36		
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220		1					237,55	7,98	-1,84	
Нагр	3	ПС Волна Н1	220		1					231,54	5,24	-4,45	
Нагр	4	ПС Волна Н2	220		1					231,54	5,24	-4,45	
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110		1	56,7	26,4			115,73	5,21	-4,44	
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6		1	18,4	7,5			6,56	4,06	-5,74	
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220		1					237,34	7,88	-1,87	
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220		1					232,04	5,47	-4,2	
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220		1					232,04	5,47	-4,2	
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110		1	3,8	0,4			115,98	5,44	-4,19	
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10		1	18	3,4			10,99	4,65	-6,08	
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220		1					237,15	7,79	-1,99	
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220		1					232,49	5,68	-3,96	
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220		1					232,49	5,68	-3,96	
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110		1					116,19	5,63	-3,94	
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10		1	1,6	0,1			11,09	5,59	-4,12	
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220		1	7,8	6	78	4	220	237,06	7,76	-1,85
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220		1					232,73	5,79	-3,87	
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220		1					232,73	5,79	-3,87	
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110		1	36,2	8,1	172	36	119	116,31	5,74	-3,86
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10		1	12	7,9	49	14	10,5	11,18	6,51	-1,33
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110		1	20,8	7,5			115,69	5,17	-4,46	
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110		1	1,7	3,8			115,7	5,18	-4,43	
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110		1	9,4	3,6			115,69	5,17	-4,45	
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110		1	28,7	2,2			115,71	5,19	-4,44	
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110		1	14	4,8			115,76	5,24	-4,35	
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110		1	0,2	0,1			115,79	5,26	-4,32	
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110		1	22,2	7,4			115,84	5,31	-4,27	
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110		1	37	15			116,07	5,52	-4,08	
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110		1	14,1	5,7			116,18	5,62	-3,95	
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110		1	17,5	6,9			115,85	5,32	-4,09	
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110		1	25,4	9,1			115,76	5,23	-4,13	
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110		1	13,4	4,7			115,71	5,19	-4,15	
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110		1	18,3	7			115,74	5,22	-4,4	
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110		1					115,79	5,27	-4,36	
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110		1	12,6	4,9			115,82	5,3	-4,31	
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110		1	12,1	5			115,91	5,37	-4,24	
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220		1	13,8	-18,9			237,34	7,88	-1,99	
Нагр	39	Оп 29	110		1					115,86	5,33	-4,08	
Нагр	40	Оп 11	110		1					116,19	5,63	-3,94	
Нагр	41	Оп 8	110		1					115,84	5,31	-4,09	
Нагр	42	Оп 46	110		1					115,7	5,18	-4,43	
Нагр	43	Оп 28	110		1					115,7	5,18	-4,43	
Нагр	44	ПС Бурун	110		1	12,1	5			115,66	5,15	-4,48	
Нагр	45	ПС Дальзавод 110 кВ	110		1					115,98	5,44	-4,11	
Нагр	46	ПС Дальзавод 10 кВ	10		1	15	6			10,96	4,42	-5,33	
Нагр	47	ПС Солер 110 кВ	110		1					115,58	5,08	-4,19	
Нагр	48	ПС Солер 10 кВ	10		1	30	12			11	4,78	-6,67	



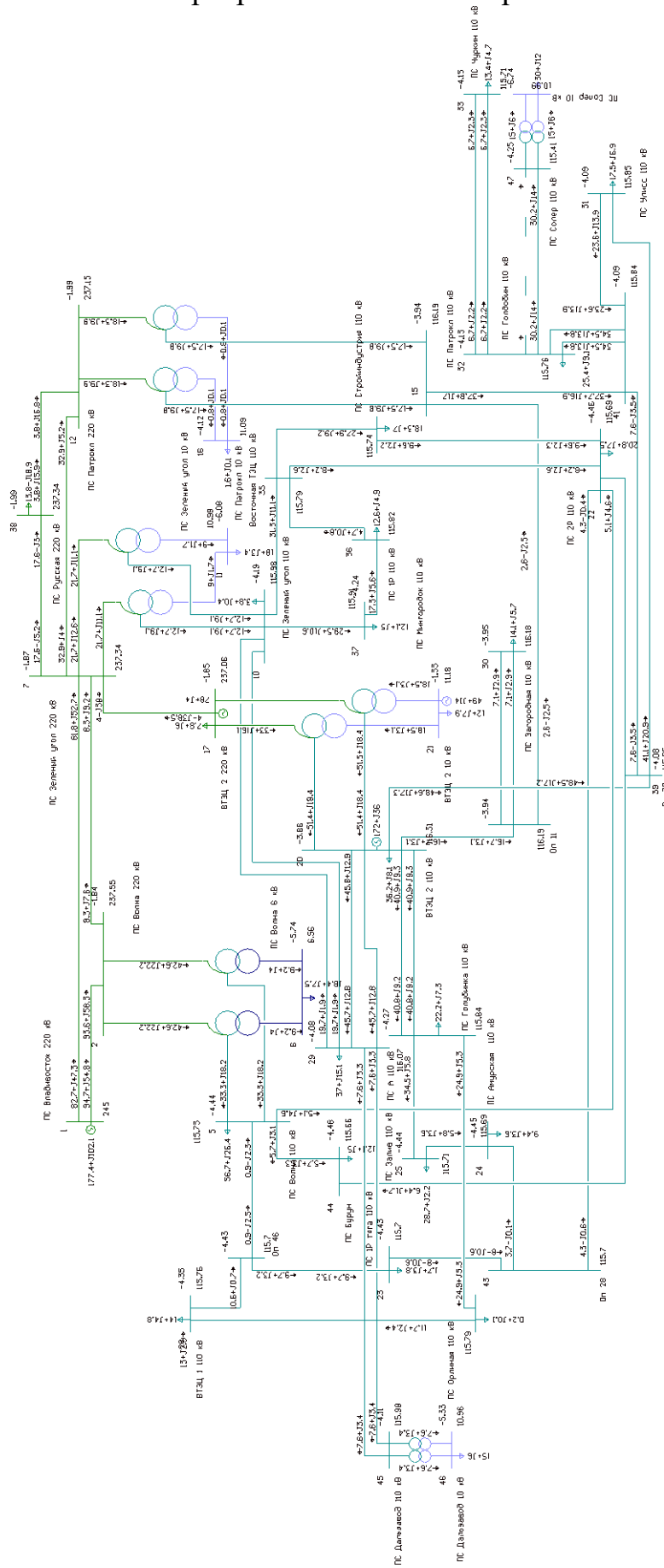


Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220		1		177,4	102,1		245	245	11,36
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220		1						237,55	7,98 -1,84
Нагр	3	ПС Волна Н1	220		1						231,54	5,24 -4,45
Нагр	4	ПС Волна Н2	220		1						231,54	5,24 -4,45
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110		1	56,7	26,4				115,73	5,21 -4,44
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6		1	18,4	7,5				6,56	4,06 -5,74
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220		1						237,34	7,88 -1,87
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220		1						232,04	5,47 -4,2
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220		1						232,04	5,47 -4,2
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110		1	3,8	0,4				115,98	5,44 -4,19
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10		1	18	3,4				10,99	4,65 -6,08
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220		1						237,15	7,79 -1,99
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220		1						232,49	5,68 -3,96
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220		1						232,49	5,68 -3,96
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110		1						116,19	5,63 -3,94
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10		1	1,6	0,1				11,09	5,59 -4,12
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220		1	7,8	6	78	4	220	237,06	7,76 -1,85
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220		1						232,73	5,79 -3,87
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220		1						232,73	5,79 -3,87
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110		1	36,2	8,1	172	36	119	116,31	5,74 -3,86
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10		1	12	7,9	49	14	10,5	11,18	6,51 -1,33
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110		1	20,8	7,5				115,69	5,17 -4,46
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110		1	1,7	3,8				115,7	5,18 -4,43
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110		1	9,4	3,6				115,69	5,17 -4,45
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110		1	28,7	2,2				115,71	5,19 -4,44
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110		1	14	4,8				115,76	5,24 -4,35
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110		1	0,2	0,1				115,79	5,26 -4,32
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110		1	22,2	7,4				115,84	5,31 -4,27
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110		1	37	15				116,07	5,52 -4,08
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110		1	14,1	5,7				116,18	5,62 -3,95
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110		1	17,5	6,9				115,85	5,32 -4,09
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110		1	25,4	9,1				115,76	5,24 -4,13
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110		1	13,4	4,7				115,71	5,19 -4,15
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110		1	18,3	7				115,74	5,22 -4,4
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110		1						115,79	5,27 -4,36
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110		1	12,6	4,9				115,82	5,3 -4,31
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110		1	12,1	5				115,91	5,37 -4,24
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220		1	13,8	-18,9				237,34	7,88 -1,99
Нагр	39	Оп 29	110		1						115,86	5,33 -4,08
Нагр	40	Оп 11	110		1						116,19	5,63 -3,94
Нагр	41	Оп 8	110		1						115,84	5,31 -4,09
Нагр	42	Оп 46	110		1						115,7	5,18 -4,43
Нагр	43	Оп 28	110		1						115,7	5,18 -4,43
Нагр	44	ПС Бурун	110		1	12,1	5				115,66	5,15 -4,48
Нагр	45	ПС Дальзавод 110 кВ	110		1						115,98	5,44 -4,11
Нагр	46	ПС Дальзавод 10 кВ	10		1	15	6				10,96	4,42 -5,33
Нагр	47	ПС Солер 110 кВ	110		1						115,41	4,92 -4,25
Нагр	48	ПС Солер 10 кВ	10		1	30	12				10,99	4,62 -6,74



Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



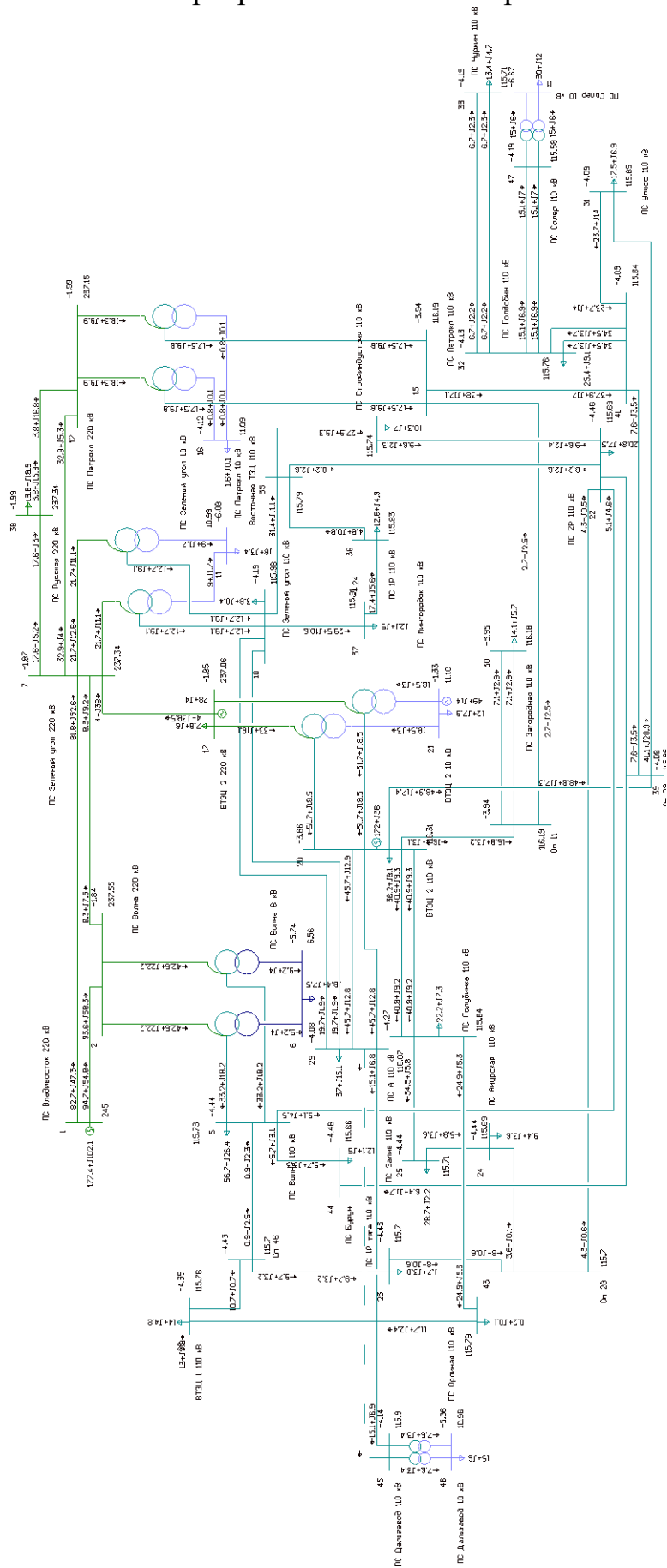


Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta	
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220		1		177,4	102,1	245	245	11,36		
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220		1					237,55	7,98	-1,84	
Нагр	3	ПС Волна Н1	220		1					231,54	5,24	-4,45	
Нагр	4	ПС Волна Н2	220		1					231,54	5,24	-4,45	
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110		1	56,7	26,4			115,73	5,21	-4,44	
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6		1	18,4	7,5			6,56	4,06	-5,74	
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220		1					237,34	7,88	-1,87	
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220		1					232,04	5,47	-4,2	
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220		1					232,04	5,47	-4,2	
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110		1	3,8	0,4			115,98	5,44	-4,19	
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10		1	18	3,4			10,99	4,66	-6,08	
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220		1					237,15	7,79	-1,99	
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220		1					232,49	5,68	-3,96	
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220		1					232,49	5,68	-3,96	
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110		1					116,19	5,63	-3,94	
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10		1	1,6	0,1			11,09	5,59	-4,12	
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220		1	7,8	6	78	4	220	237,06	7,76	-1,85
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220		1					232,74	5,79	-3,87	
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220		1					232,74	5,79	-3,87	
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110		1	36,2	8,1	172	36	119	116,31	5,74	-3,86
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10		1	12	7,9	49	14	10,5	11,18	6,51	-1,33
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110		1	20,8	7,5			115,69	5,17	-4,46	
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110		1	1,7	3,8			115,7	5,18	-4,43	
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110		1	9,4	3,6			115,69	5,17	-4,44	
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110		1	28,7	2,2			115,71	5,19	-4,44	
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110		1	14	4,8			115,76	5,24	-4,35	
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110		1	0,2	0,1			115,79	5,26	-4,32	
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110		1	22,2	7,4			115,84	5,31	-4,27	
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110		1	37	15			116,07	5,52	-4,08	
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110		1	14,1	5,7			116,18	5,62	-3,95	
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110		1	17,5	6,9			115,85	5,32	-4,09	
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110		1	25,4	9,1			115,76	5,23	-4,13	
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110		1	13,4	4,7			115,71	5,19	-4,15	
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110		1	18,3	7			115,74	5,22	-4,4	
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110		1					115,79	5,27	-4,35	
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110		1	12,6	4,9			115,83	5,3	-4,31	
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110		1	12,1	5			115,91	5,37	-4,24	
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220		1	13,8	-18,9			237,34	7,88	-1,99	
Нагр	39	Оп 29	110		1					115,86	5,33	-4,08	
Нагр	40	Оп 11	110		1					116,19	5,63	-3,94	
Нагр	41	Оп 8	110		1					115,84	5,31	-4,09	
Нагр	42	Оп 46	110		1					115,7	5,18	-4,43	
Нагр	43	Оп 28	110		1					115,7	5,18	-4,43	
Нагр	44	ПС Бурун	110		1	12,1	5			115,66	5,15	-4,48	
Нагр	45	ПС Дальзавод 110 кВ	110		1					115,9	5,36	-4,14	
Нагр	46	ПС Дальзавод 10 кВ	10		1	15	6			10,96	4,34	-5,36	
Нагр	47	ПС Солер 110 кВ	110		1					115,58	5,08	-4,19	
Нагр	48	ПС Солер 10 кВ	10		1	30	12			11	4,78	-6,67	



Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

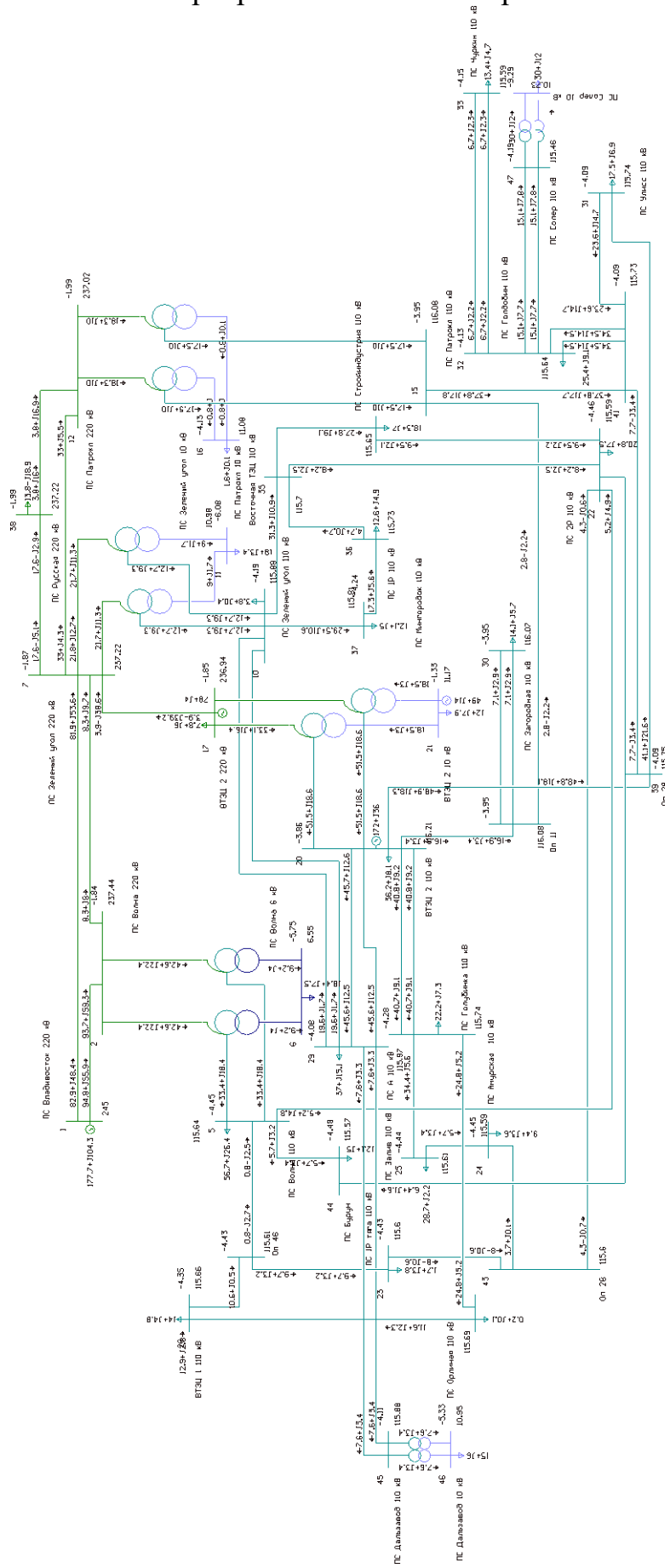


Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta	
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220		1		177,7	104,3	245	245	11,36		
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220		1					237,44	7,93	-1,84	
Нагр	3	ПС Волна Н1	220		1					231,36	5,16	-4,46	
Нагр	4	ПС Волна Н2	220		1					231,36	5,16	-4,46	
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110		1	56,7	26,4			115,64	5,13	-4,45	
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6		1	18,4	7,5			6,55	3,97	-5,75	
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220		1					237,22	7,83	-1,87	
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220		1					231,85	5,38	-4,2	
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220		1					231,85	5,38	-4,2	
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110		1	3,8	0,4			115,88	5,35	-4,19	
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10		1	18	3,4			10,98	4,57	-6,08	
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220		1					237,02	7,74	-1,99	
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220		1					232,27	5,58	-3,96	
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220		1					232,27	5,58	-3,96	
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110		1					116,08	5,53	-3,95	
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10		1	1,6	0,1			11,08	5,49	-4,13	
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220		1	7,8	6	78	4	220	236,94	7,7	-1,85
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220		1					232,53	5,69	-3,87	
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220		1					232,53	5,69	-3,87	
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110		1	36,2	8,1	172	36	119	116,21	5,65	-3,86
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10		1	12	7,9	49	14	10,5	11,17	6,42	-1,33
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110		1	20,8	7,5			115,59	5,08	-4,46	
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110		1	1,7	3,8			115,6	5,09	-4,43	
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110		1	9,4	3,6			115,59	5,08	-4,45	
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110		1	28,7	2,2			115,61	5,1	-4,44	
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110		1	14	4,8			115,66	5,15	-4,35	
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110		1	0,2	0,1			115,69	5,17	-4,32	
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110		1	22,2	7,4			115,74	5,22	-4,28	
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110		1	37	15			115,97	5,43	-4,08	
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110		1	14,1	5,7			116,07	5,52	-3,95	
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110		1	17,5	6,9			115,74	5,21	-4,09	
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110		1	25,4	9,1			115,64	5,13	-4,13	
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110		1	13,4	4,7			115,59	5,09	-4,15	
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110		1	18,3	7			115,65	5,13	-4,41	
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110		1					115,7	5,18	-4,36	
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110		1	12,6	4,9			115,73	5,21	-4,31	
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110		1	12,1	5			115,81	5,28	-4,24	
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220		1	13,8	-18,9			237,22	7,83	-1,99	
Нагр	39	Оп 29	110		1					115,75	5,23	-4,09	
Нагр	40	Оп 11	110		1					116,08	5,53	-3,95	
Нагр	41	Оп 8	110		1					115,73	5,21	-4,09	
Нагр	42	Оп 46	110		1					115,61	5,1	-4,43	
Нагр	43	Оп 28	110		1					115,6	5,09	-4,44	
Нагр	44	ПС Бурун	110		1	12,1	5			115,57	5,06	-4,48	
Нагр	45	ПС Дальзавод 110 кВ	110		1					115,88	5,35	-4,11	
Нагр	46	ПС Дальзавод 10 кВ	10		1	15	6			10,95	4,33	-5,33	
Нагр	47	ПС Солер 110 кВ	110		1					115,46	4,96	-4,19	
Нагр	48	ПС Солер 10 кВ	10		1	30	12			10,73	2,18	-9,29	



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



Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип0	Номер	Название	U_ном
у	1	ПС Владивосток 220 кВ	220
у	2	ПС Волна 220 кВ	220
зак	3	ПС Волна Н1	220
зак	4	ПС Волна Н2	220
у	5	ПС Волна 110 кВ	110
у	6	ПС Волна 6 кВ	6
у	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220
зак	8	ПС Зеленый угол Н1	220
зак	9	ПС Зеленый угол Н2	220
у	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110
у	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10
у	12	ПС Патрокл 220 кВ	220
зак	13	ПС Патрокл Н1	220
зак	14	ПС Патрокл Н2	220
у	15	ПС Патрокл 110 кВ	110
у	16	ПС Патрокл 10 кВ	10
у	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220
зак	18	ВТЭЦ 2 Н1	220
зак	19	ВТЭЦ 2 Н2	220
у	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110
у	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10
у	22	ПС 2Р 110 кВ	110
у	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110
у	24	ПС Амурская 110 кВ	110
у	25	ПС Залив 110 кВ	110
у	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110
у	27	ПС Орлиная 110 кВ	110
у	28	ПС Голубинка 110 кВ	110
у	29	ПС А 110 кВ	110
у	30	ПС Загородная 110 кВ	110
у	31	ПС Улисс 110 кВ	110
у	32	ПС Голдобин 110 кВ	110
у	33	ПС Чуркин 110 кВ	110
у	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110
у	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110
у	36	ПС 1Р 110 кВ	110
у	37	ПС Мингородок 110 кВ	110
у	38	ПС Русская 220 кВ	220
у	39	Оп 29	110
у	40	Оп 11	110
у	41	Оп 8	110
у	42	Оп 46	110
у	43	Оп 28	110
у	44	ПС Бурун	110
у	45	ПС Дальзавод 110 кВ	110
у	46	ПС Дальзавод 10 кВ	10

Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

trp0	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	x0
Тр-р		2	3 ПС Волна 220 кВ - ПС Волна Н1	0,55	59,2	1,2	11,8	1	59,2
Тр-р		2	4 ПС Волна 220 кВ - ПС Волна Н2	0,55	59,2	1,2	11,8	1	59,2
Тр-р		3	5 ПС Волна Н1 - ПС Волна 110 кВ	0,48				0,5	
Тр-р		4	5 ПС Волна Н2 - ПС Волна 110 кВ	0,48				0,5	
Тр-р		3	6 ПС Волна Н1 - ПС Волна 6 кВ	3,2	131			0,029	131
Тр-р		4	6 ПС Волна Н2 - ПС Волна 6 кВ	3,2	131			0,029	131
Тр-р		7	8 ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Зеленый угол Н1	1,4	104	0,8	6	1	104
Тр-р		7	9 ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Зеленый угол Н2	1,4	104	0,8	6	1	104
Тр-р		8	10 ПС Зеленый угол Н1 - ПС Зеленый угол 110 кВ	1,4				0,5	
Тр-р		9	10 ПС Зеленый угол Н2 - ПС Зеленый угол 110 кВ	1,4				0,5	
Тр-р		8	11 ПС Зеленый угол Н1 - ПС Зеленый угол 10 кВ	2,8	195,6			0,048	195,6
Тр-р		9	11 ПС Зеленый угол Н2 - ПС Зеленый угол 10 кВ	2,8	195,6			0,048	195,6
Тр-р		12	13 ПС Патрокл 220 кВ - ПС Патрокл Н1	1,4	104	0,8	6	1	104
Тр-р		12	14 ПС Патрокл 220 кВ - ПС Патрокл Н2	1,4	104	0,8	6	1	104
Тр-р		13	15 ПС Патрокл Н1 - ПС Патрокл 110 кВ	1,4				0,5	
Тр-р		14	15 ПС Патрокл Н2 - ПС Патрокл 110 кВ	1,4				0,5	
Тр-р		13	16 ПС Патрокл Н1 - ПС Патрокл 10 кВ	2,8	195,6			0,048	195,6
Тр-р		14	16 ПС Патрокл Н2 - ПС Патрокл 10 кВ	2,8	195,6			0,048	195,6
Тр-р		17	18 ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н1	0,55	59,2	1,2	11,8	1	59,2
Тр-р		17	19 ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н2	0,55	59,2	1,2	11,8	1	59,2
Тр-р		18	20 ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48				0,5	
Тр-р		19	20 ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 110 кВ	0,48				0,5	
Тр-р		18	21 ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 10 кВ	3,2	131			0,048	131
Тр-р		19	21 ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 10 кВ	3,2	131			0,048	131
ЛЭП		17	7 ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	0,4	1,76		-10,8		5,28
ЛЭП		7	12 ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Патрокл 220 кВ	0,86	3,77		-23,2		11,31
ЛЭП		7	38 ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	1,48	6,48		-39,9		19,44
ЛЭП		12	38 ПС Патрокл 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	0,62	2,7		-16,6		8,1
ЛЭП		7	2 ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Волна 220 кВ	1,12	4,89		-30,1		14,67
ЛЭП		7	1 ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	6,12	26,81		-165		80,43
ЛЭП		2	1 ПС Волна 220 кВ - ПС Владивосток 220 кВ	5,25	23		-141,6		69
ЛЭП		20	28 ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,76	2,55		-17,7		7,65
ЛЭП		20	28 ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,76	2,55		-17,7		7,65
ЛЭП		20	29 ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	0,28	1,21		-7,5		3,63
ЛЭП		20	29 ВТЭЦ 2 110 кВ - ПС А 110 кВ	0,28	1,21		-7,5		3,63
ЛЭП		20	39 ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 29	0,61	1,3		-8,4		3,9
ЛЭП		20	40 ВТЭЦ 2 110 кВ - Оп 11	0,61	1,3		-8,4		3,9
ЛЭП		15	40 ПС Патрокл 110 кВ - Оп 11	0,01	0,01		-0,3		0,03
ЛЭП		30	40 ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	0,13	0,22		-1,3		0,66
ЛЭП		30	40 ПС Загородная 110 кВ - Оп 11	0,13	0,22		-1,3		0,66
ЛЭП		39	41 Оп 29 - Оп 8	0,4	0,08		-0,5		0,24
ЛЭП		15	41 ПС Патрокл 110 кВ - Оп 8	0,55	1,17		-7,6		3,51
ЛЭП		32	41 ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	0,15	0,31		-2		0,93
ЛЭП		32	41 ПС Голдобин 110 кВ - Оп 8	0,15	0,31		-2		0,93
ЛЭП		32	33 ПС Голдобин 110 кВ - ПС Чуркин 110 кВ	0,48	1,02		-6,6		3,06
ЛЭП		32	33 ПС Голдобин 110 кВ - ПС Чуркин 110 кВ	0,48	1,02		-6,6		3,06
ЛЭП		28	25 ПС Голубинка 110 кВ - ПС Залив 110 кВ	0,26	1,16		-7,1		3,48
ЛЭП		26	27 ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	0,15	0,5		-3,5		1,5
ЛЭП		25	24 ПС Залив 110 кВ - ПС Амурская 110 кВ	0,12	0,4		-2,8		1,215
ЛЭП		26	42 ВТЭЦ 1 110 кВ - Оп 46	0,56	1,89		-13,1		5,67
ЛЭП		24	43 ПС Амурская 110 кВ - Оп 28	0,23	0,77		-5,3		2,31
ЛЭП		5	42 ПС Волна 110 кВ - Оп 46	0,55	1,86		-12,9		5,58
ЛЭП		22	43 ПС 2Р 110 кВ - Оп 28	0,42	1,42		-9,8		4,26
ЛЭП		23	42 ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 46	0,02	0,04		-0,3		0,129
ЛЭП		23	43 ПС 1Р тяга 110 кВ - Оп 28	0,02	0,04		-0,3		0,129
ЛЭП		36	37 ПС 1Р 110 кВ - ПС Мингоророк 110 кВ	0,23	1,03		-6,3		3,09
ЛЭП		10	37 ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Мингоророк 110 кВ	0,12	0,45		-2,8		1,35
ЛЭП		35	22 Восточная ТЭЦ 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	0,52	3,17				9,51
ЛЭП		35	34 Восточная ТЭЦ 110 кВ - ПС Стройиндустрия 110 кВ	0,07	0,43				1,29
ЛЭП		35	36 Восточная ТЭЦ 110 кВ - ПС 1Р 110 кВ	0,39	2,38				7,14
ЛЭП		35	10 Восточная ТЭЦ 110 кВ - ПС Зеленый угол 110 кВ	0,22	1,34				4,02
ЛЭП		39	31 Оп 29 - ПС Улисс 110 кВ	0,02	0,04		-0,3		0,126
ЛЭП		41	31 Оп 8 - ПС Улисс 110 кВ	0,02	0,04		-0,3		0,126
ЛЭП		10	29 ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	0,39	1,32		-9,2		3,96
ЛЭП		10	29 ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС А 110 кВ	0,39	1,32		-9,2		3,96
ЛЭП		34	22 ПС Стройиндустрия 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	0,33	1,46		-9		4,38
ЛЭП		5	22 ПС Волна 110 кВ - ПС 2Р 110 кВ	0,22	0,99		-6		2,97
ЛЭП		5	44 ПС Волна 110 кВ - ПС Бурун	0,42	1,84		-11,3		5,52
ЛЭП		44	22 ПС Бурун - ПС 2Р 110 кВ	0,19	0,84		-5,2		2,52
ЛЭП		26	27 ВТЭЦ 1 110 кВ - ПС Орлиная 110 кВ	0,13	0,45		-3,1		1,35
ЛЭП		27	28 ПС Орлиная 110 кВ - ПС Голубинка 110 кВ	0,15	0,5		-3,5		1,5
ЛЭП		29	45 ПС А 110 кВ - ПС Дальзавод 110 кВ	0,75	1,26		-8		3,78
ЛЭП		29	45 ПС А 110 кВ - ПС Дальзавод 110 кВ	0,75	1,26		-8		3,78
Тр-р		45	46 ПС Дальзавод 110 кВ - ПС Дальзавод Н1	1,5	56,9	2,3	13,2	1,018	56,9
Тр-р		45	47 ПС Дальзавод 110 кВ - ПС Дальзавод Н2	1,5	56,9	2,3	13,2	1,018	56,9
Тр-р		46	48 ПС Дальзавод Н1 - ПС Дальзавод 35 кВ	1,5				0,318	
Тр-р		47	48 ПС Дальзавод Н2 - ПС Дальзавод 35 кВ	1,5				0,318	
Тр-р		46	49 ПС Дальзавод Н1 - ПС Дальзавод 10 кВ	1,5	35,7			0,095	35,7
Тр-р		47	49 ПС Дальзавод Н2 - ПС Дальзавод 10 кВ	1,5	35,7			0,095	35,7



Продолжение приложение Г.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

N	Название	N узла	x	X2	X0	E
1	ПС Владивосток 220 кВ	1	0,35	0,35	0,35	220
2	ПС Волна 110 кВ	5	0,35	0,35	0,35	110
3	ПС Волна 6 кВ	6	0,35	0,35	0,35	6,3
4	ПС Зеленый угол 110 кВ	10	0,35	0,35	0,35	110
5	ПС Зеленый угол 10 кВ	11	0,35	0,35	0,35	10,5
6	ПС Патрокл 10 кВ	16	0,35	0,35	0,35	10,5
7	ВТЭЦ 2 220 кВ	17	0,35	0,35	0,35	220
8	ВТЭЦ 2 110 кВ	20	0,35	0,35	0,35	110
9	ВТЭЦ 2 10 кВ	21	0,35	0,35	0,35	10,5
10	ПС 2Р 110 кВ	22	0,35	0,35	0,35	110
11	ПС 1Р тяга 110 кВ	23	0,35	0,35	0,35	110
12	ПС Амурская 110 кВ	24	0,35	0,35	0,35	110
13	ПС Залив 110 кВ	25	0,35	0,35	0,35	110
14	ВТЭЦ 1 110 кВ	26	0,35	0,35	0,35	110
15	ПС Орлиная 110 кВ	27	0,35	0,35	0,35	110
16	ПС Голубинка 110 кВ	28	0,35	0,35	0,35	110
17	ПС А 110 кВ	29	0,35	0,35	0,35	110
18	ПС Загородная 110 кВ	30	0,35	0,35	0,35	110
19	ПС Улисс 110 кВ	31	0,35	0,35	0,35	110
20	ПС Голдобин 110 кВ	32	0,35	0,35	0,35	110
21	ПС Чуркин 110 кВ	33	0,35	0,35	0,35	110
22	ПС Стройиндустрия 110 кВ	34	0,35	0,35	0,35	110
23	ПС 1Р 110 кВ	36	0,35	0,35	0,35	110
24	ПС Мингородок 110 кВ	37	0,35	0,35	0,35	110
25	ПС Русская 220 кВ	38	0,35	0,35	0,35	110
26	ПС Дальзавод 10 кВ	46	0,35	0,35	0,35	10,5

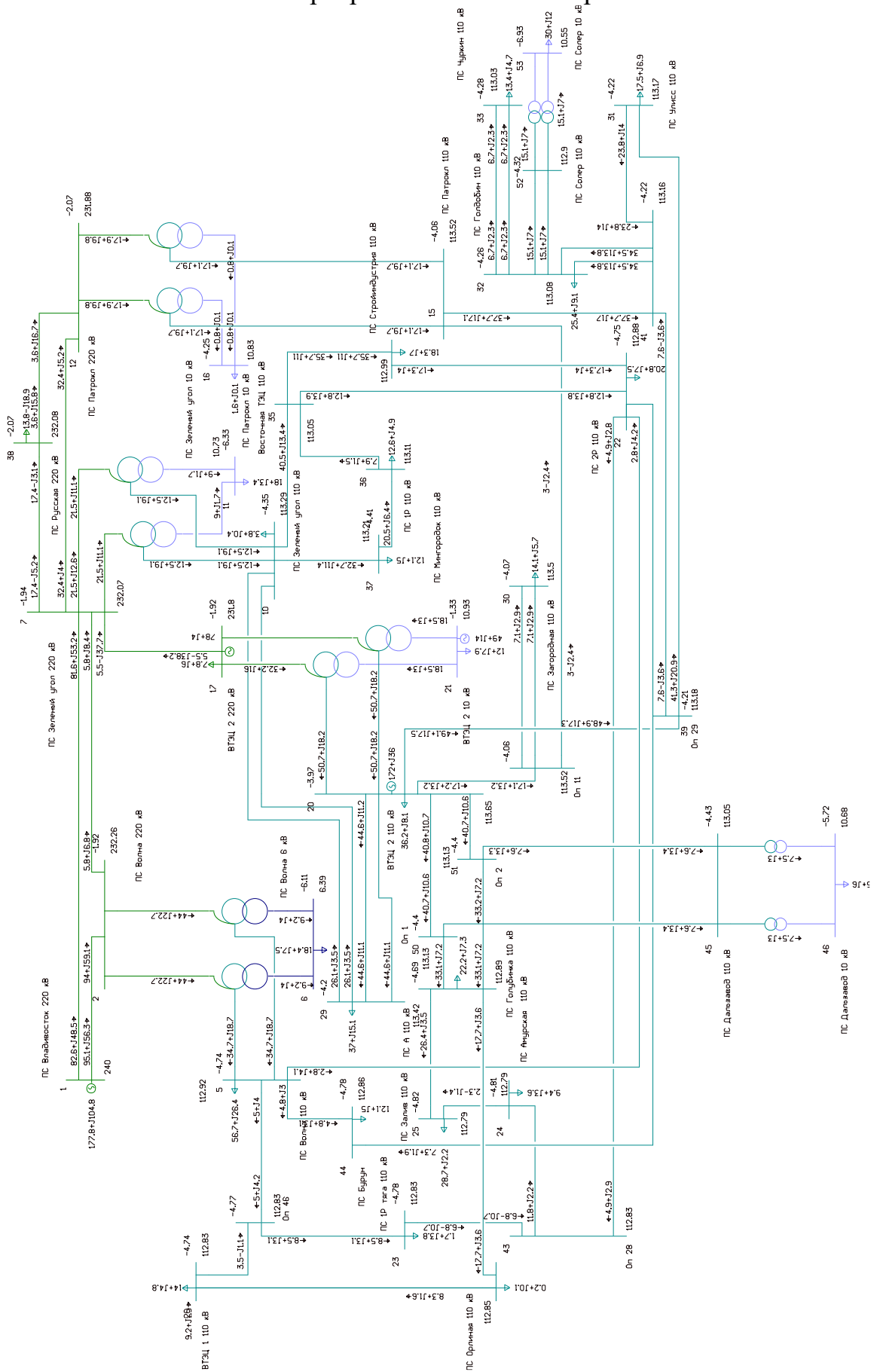
№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	1	3ф	45	7,462	-87,84	0		0	
1	1	3ф	46	43,112	-77,55	0		0	

## 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	V	dV	Delta
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220	1			177,8	104,8	240	240	9,09	
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220	1						232,26	5,57	-1,92
Нагр	3	ПС Волна Н1	220	1						225,92	2,69	-4,75
Нагр	4	ПС Волна Н2	220	1						225,92	2,69	-4,75
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110	1	56,7	26,4				112,92	2,66	-4,74
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6	1	18,4	7,5				6,39	1,48	-6,11
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220	1						232,07	5,49	-1,94
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220	1						226,65	3,02	-4,36
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220	1						226,65	3,02	-4,36
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110	1	3,8	0,4				113,29	2,99	-4,35
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10	1	18	3,4				10,73	2,19	-6,33
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220	1						231,88	5,4	-2,07
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220	1						227,14	3,25	-4,08
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220	1						227,14	3,25	-4,08
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110	1						113,52	3,2	-4,06
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10	1	1,6	0,1				10,83	3,16	-4,25
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220	1	7,8	6	78	4	220	231,8	5,36	-1,92
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220	1						227,4	3,36	-3,98
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220	1						227,4	3,36	-3,98
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110	1	36,2	8,1	172	36	110	113,65	3,32	-3,97
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10	1	12	7,9	49	14	10,5	10,93	4,1	-1,33
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110	1	20,8	7,5				112,88	2,62	-4,75
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110	1	1,7	3,8				112,83	2,57	-4,78
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110	1	9,4	3,6				112,79	2,54	-4,81
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110	1	28,7	2,2				112,79	2,54	-4,82
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110	1	14	4,8				112,83	2,57	-4,74
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110	1	0,2	0,1				112,85	2,59	-4,72
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110	1	22,2	7,4				112,89	2,63	-4,69
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110	1	37	15				113,42	3,11	-4,2
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110	1	14,1	5,7				113,5	3,19	-4,07
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110	1	17,5	6,9				113,17	2,88	-4,22
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110	1	25,4	9,1				113,08	2,8	-4,26
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110	1	13,4	4,7				113,03	2,75	-4,28
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110	1	18,3	7				112,99	2,71	-4,64
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110	1						113,05	2,77	-4,58
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110	1	12,6	4,9				113,11	2,83	-4,5
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110	1	12,1	5				113,21	2,92	-4,41
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220	1	13,8	-18,9				232,08	5,49	-2,07
Нагр	39	Оп 29	110	1						113,18	2,89	-4,21
Нагр	40	Оп 11	110	1						113,52	3,2	-4,06
Нагр	41	Оп 8	110	1						113,16	2,87	-4,22
Нагр	42	Оп 46	110	1						112,83	2,58	-4,77
Нагр	43	Оп 28	110	1						112,83	2,57	-4,78
Нагр	44	ПС Бурун	110	1	12,1	5				112,86	2,6	-4,78
Нагр	45	ПС Дальзавод 110 кВ	110	1						113,05	2,77	-4,43
Нагр	46	ПС Дальзавод 10 кВ	10	1	15	6				10,68	1,72	-5,72
Нагр	50	Оп 1	110	1						113,13	2,85	-4,4
Нагр	51	Оп 2	110	1						113,13	2,85	-4,4
Нагр	52	ПС Солер 110 кВ	110	1						112,9	2,63	-4,32
Нагр	53	ПС Солер 10 кВ	10	1	30	12				10,55	0,45	-6,93



# 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	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta	
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220		1		177,7	104,9	240	240	9,09		
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220		1					232,26	5,57	-1,92	
Нагр	3	ПС Волна Н1	220		1					225,92	2,69	-4,75	
Нагр	4	ПС Волна Н2	220		1					225,92	2,69	-4,75	
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110		1	56,7	26,4			112,92	2,66	-4,74	
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6		1	18,4	7,5			6,39	1,48	-6,11	
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220		1					232,07	5,49	-1,94	
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220		1					226,65	3,02	-4,36	
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220		1					226,65	3,02	-4,36	
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110		1	3,8	0,4			113,29	2,99	-4,35	
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10		1	18	3,4			10,73	2,19	-6,33	
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220		1					231,88	5,4	-2,07	
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220		1					227,14	3,25	-4,08	
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220		1					227,14	3,25	-4,08	
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110		1					113,52	3,2	-4,06	
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10		1	1,6	0,1			10,83	3,16	-4,25	
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220		1	7,8	6	78	4	220	231,79	5,36	-1,92
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220		1					227,4	3,36	-3,98	
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220		1					227,4	3,36	-3,98	
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110		1	36,2	8,1	172	36	110	113,65	3,32	-3,97
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10		1	12	7,9	49	14	10,5	10,93	4,1	-1,33
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110		1	20,8	7,5			112,88	2,62	-4,75	
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110		1	1,7	3,8			112,83	2,57	-4,78	
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110		1	9,4	3,6			112,79	2,54	-4,81	
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110		1	28,7	2,2			112,79	2,54	-4,82	
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110		1	14	4,8			112,83	2,57	-4,74	
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110		1	0,2	0,1			112,85	2,59	-4,72	
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110		1	22,2	7,4			112,89	2,63	-4,69	
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110		1	37	15			113,42	3,11	-4,2	
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110		1	14,1	5,7			113,5	3,19	-4,07	
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110		1	17,5	6,9			113,17	2,88	-4,22	
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110		1	25,4	9,1			113,08	2,8	-4,26	
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110		1	13,4	4,7			113,03	2,75	-4,28	
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110		1	18,3	7			112,99	2,71	-4,64	
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110		1					113,05	2,77	-4,58	
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110		1	12,6	4,9			113,11	2,83	-4,49	
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110		1	12,1	5			113,21	2,92	-4,41	
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220		1	13,8	-18,9			232,08	5,49	-2,07	
Нагр	39	Оп 29	110		1					113,19	2,9	-4,21	
Нагр	40	Оп 11	110		1					113,52	3,2	-4,06	
Нагр	41	Оп 8	110		1					113,16	2,87	-4,22	
Нагр	42	Оп 46	110		1					112,83	2,58	-4,77	
Нагр	43	Оп 28	110		1					112,83	2,57	-4,78	
Нагр	44	ПС Брун	110		1	12,1	5			112,86	2,6	-4,78	
Нагр	45	ПС Дальзавод 110 кВ	110		1					113,05	2,77	-4,43	
Нагр	46	ПС Дальзавод 10 кВ	10		1	15	6			10,68	1,72	-5,72	
Нагр	50	Оп 1	110		1					113,13	2,85	-4,4	
Нагр	51	Оп 2	110		1					113,13	2,85	-4,4	
Нагр	52	ПС Солер 110 кВ	110		1					112,72	2,47	-4,38	
Нагр	53	ПС Солер 10 кВ	10		1	30	12			10,53	0,29	-7	





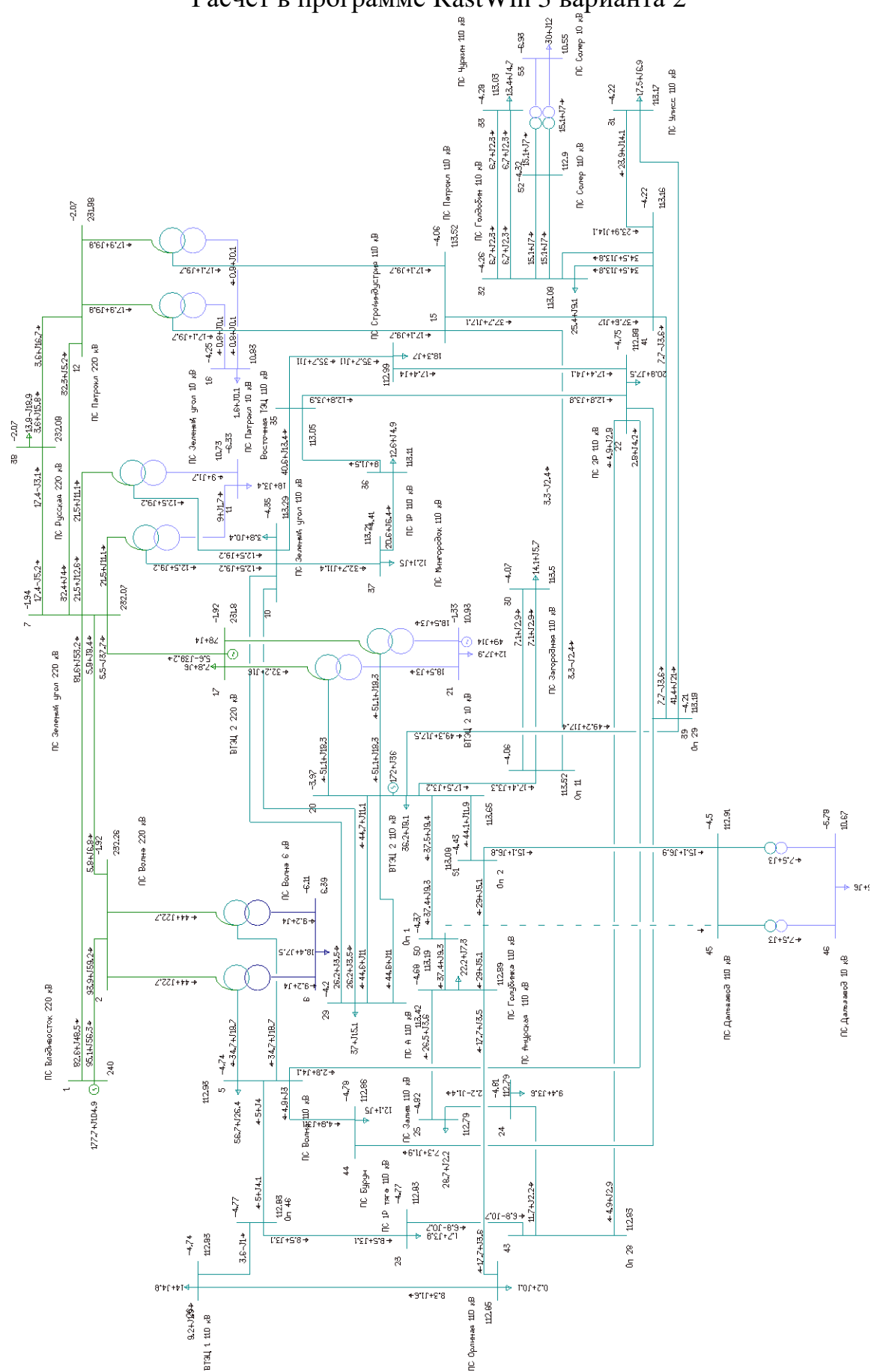
Продолжение приложение Д.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta	
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220		1		177,7	104,9	240	240	9,09		
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220		1					232,26	5,57	-1,92	
Нагр	3	ПС Волна Н1	220		1					225,92	2,69	-4,75	
Нагр	4	ПС Волна Н2	220		1					225,92	2,69	-4,75	
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110		1	56,7	26,4			112,93	2,66	-4,74	
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6		1	18,4	7,5			6,39	1,48	-6,11	
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220		1					232,07	5,49	-1,94	
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220		1					226,66	3,03	-4,36	
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220		1					226,66	3,03	-4,36	
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110		1	3,8	0,4			113,29	2,99	-4,35	
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10		1	18	3,4			10,73	2,19	-6,33	
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220		1					231,88	5,4	-2,07	
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220		1					227,14	3,25	-4,08	
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220		1					227,14	3,25	-4,08	
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110		1					113,52	3,2	-4,06	
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10		1	1,6	0,1			10,83	3,16	-4,25	
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220		1	7,8	6	78	4	220	231,8	5,36	-1,92
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220		1					227,41	3,37	-3,98	
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220		1					227,41	3,37	-3,98	
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110		1	36,2	8,1	172	36	110	113,65	3,32	-3,97
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10		1	12	7,9	49	14	10,5	10,93	4,11	-1,33
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110		1	20,8	7,5			112,88	2,62	-4,75	
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110		1	1,7	3,8			112,83	2,57	-4,77	
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110		1	9,4	3,6			112,79	2,54	-4,81	
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110		1	28,7	2,2			112,79	2,54	-4,82	
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110		1	14	4,8			112,83	2,58	-4,74	
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110		1	0,2	0,1			112,85	2,59	-4,72	
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110		1	22,2	7,4			112,89	2,63	-4,68	
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110		1	37	15			113,42	3,11	-4,2	
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110		1	14,1	5,7			113,5	3,19	-4,07	
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110		1	17,5	6,9			113,17	2,88	-4,22	
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110		1	25,4	9,1			113,08	2,8	-4,26	
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110		1	13,4	4,7			113,03	2,75	-4,28	
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110		1	18,3	7			112,99	2,71	-4,64	
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110		1					113,05	2,77	-4,58	
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110		1	12,6	4,9			113,11	2,83	-4,49	
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110		1	12,1	5			113,21	2,92	-4,41	
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220		1	13,8	-18,9			232,08	5,49	-2,07	
Нагр	39	Оп 29	110		1					113,18	2,89	-4,21	
Нагр	40	Оп 11	110		1					113,52	3,2	-4,06	
Нагр	41	Оп 8	110		1					113,16	2,87	-4,22	
Нагр	42	Оп 46	110		1					112,83	2,58	-4,77	
Нагр	43	Оп 28	110		1					112,83	2,57	-4,78	
Нагр	44	ПС Бурун	110		1	12,1	5			112,86	2,6	-4,78	
Нагр	45	ПС Дальзавод 110 кВ	110		1					112,91	2,64	-4,5	
Нагр	46	ПС Дальзавод 10 кВ	10		1	15	6			10,67	1,59	-5,78	
Нагр	50	Оп 1	110		1					113,19	2,9	-4,37	
Нагр	51	Оп 2	110		1					113,08	2,8	-4,43	
Нагр	52	ПС Солер 110 кВ	110		1					112,9	2,63	-4,32	
Нагр	53	ПС Солер 10 кВ	10		1	30	12			10,55	0,45	-6,93	





Продолжение приложение Д.  
 Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

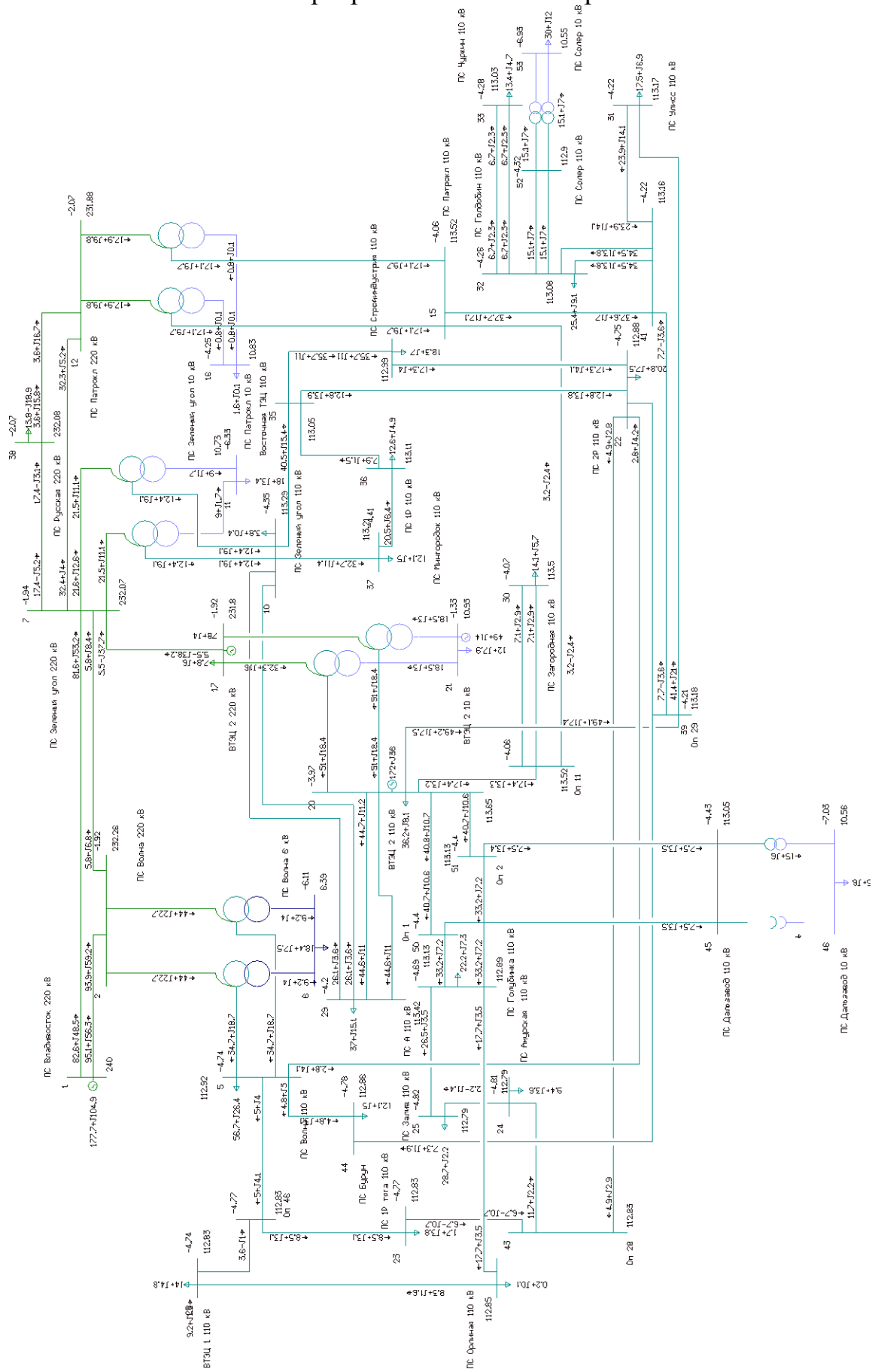


Продолжение приложение Д.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta	
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220		1		177,7	104,9	240	240	9,09		
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220		1					232,26	5,57	-1,92	
Нагр	3	ПС Волна Н1	220		1					225,92	2,69	-4,75	
Нагр	4	ПС Волна Н2	220		1					225,92	2,69	-4,75	
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110		1	56,7	26,4			112,92	2,66	-4,74	
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6		1	18,4	7,5			6,39	1,48	-6,11	
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220		1					232,07	5,49	-1,94	
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220		1					226,65	3,02	-4,36	
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220		1					226,65	3,02	-4,36	
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110		1	3,8	0,4			113,29	2,99	-4,35	
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10		1	18	3,4			10,73	2,19	-6,33	
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220		1					231,88	5,4	-2,07	
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220		1					227,14	3,25	-4,08	
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220		1					227,14	3,25	-4,08	
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110		1					113,52	3,2	-4,06	
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10		1	1,6	0,1			10,83	3,16	-4,25	
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220		1	7,8	6	78	4	220	231,8	5,36	-1,92
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220		1					227,4	3,37	-3,98	
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220		1					227,4	3,37	-3,98	
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110		1	36,2	8,1	172	36	110	113,65	3,32	-3,97
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10		1	12	7,9	49	14	10,5	10,93	4,11	-1,33
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110		1	20,8	7,5			112,88	2,62	-4,75	
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110		1	1,7	3,8			112,83	2,57	-4,77	
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110		1	9,4	3,6			112,79	2,54	-4,81	
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110		1	28,7	2,2			112,79	2,54	-4,82	
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110		1	14	4,8			112,83	2,58	-4,74	
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110		1	0,2	0,1			112,85	2,59	-4,72	
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110		1	22,2	7,4			112,89	2,63	-4,69	
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110		1	37	15			113,42	3,11	-4,2	
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110		1	14,1	5,7			113,5	3,19	-4,07	
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110		1	17,5	6,9			113,17	2,88	-4,22	
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110		1	25,4	9,1			113,08	2,8	-4,26	
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110		1	13,4	4,7			113,03	2,75	-4,28	
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110		1	18,3	7			112,99	2,71	-4,64	
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110		1					113,05	2,77	-4,58	
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110		1	12,6	4,9			113,11	2,83	-4,49	
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110		1	12,1	5			113,21	2,92	-4,41	
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220		1	13,8	-18,9			232,08	5,49	-2,07	
Нагр	39	Оп 29	110		1					113,18	2,89	-4,21	
Нагр	40	Оп 11	110		1					113,52	3,2	-4,06	
Нагр	41	Оп 8	110		1					113,16	2,87	-4,22	
Нагр	42	Оп 46	110		1					112,83	2,58	-4,77	
Нагр	43	Оп 28	110		1					112,83	2,57	-4,78	
Нагр	44	ПС Брун	110		1	12,1	5			112,86	2,6	-4,78	
Нагр	45	ПС Дальзавод 110 кВ	110		1					113,05	2,77	-4,43	
Нагр	46	ПС Дальзавод 10 кВ	10		1	15	6			10,56	0,59	-7,03	
Нагр	50	Оп 1	110		1					113,13	2,85	-4,4	
Нагр	51	Оп 2	110		1					113,13	2,85	-4,4	
Нагр	52	ПС Солер 110 кВ	110		1					112,9	2,63	-4,32	
Нагр	53	ПС Солер 10 кВ	10		1	30	12			10,55	0,45	-6,93	



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

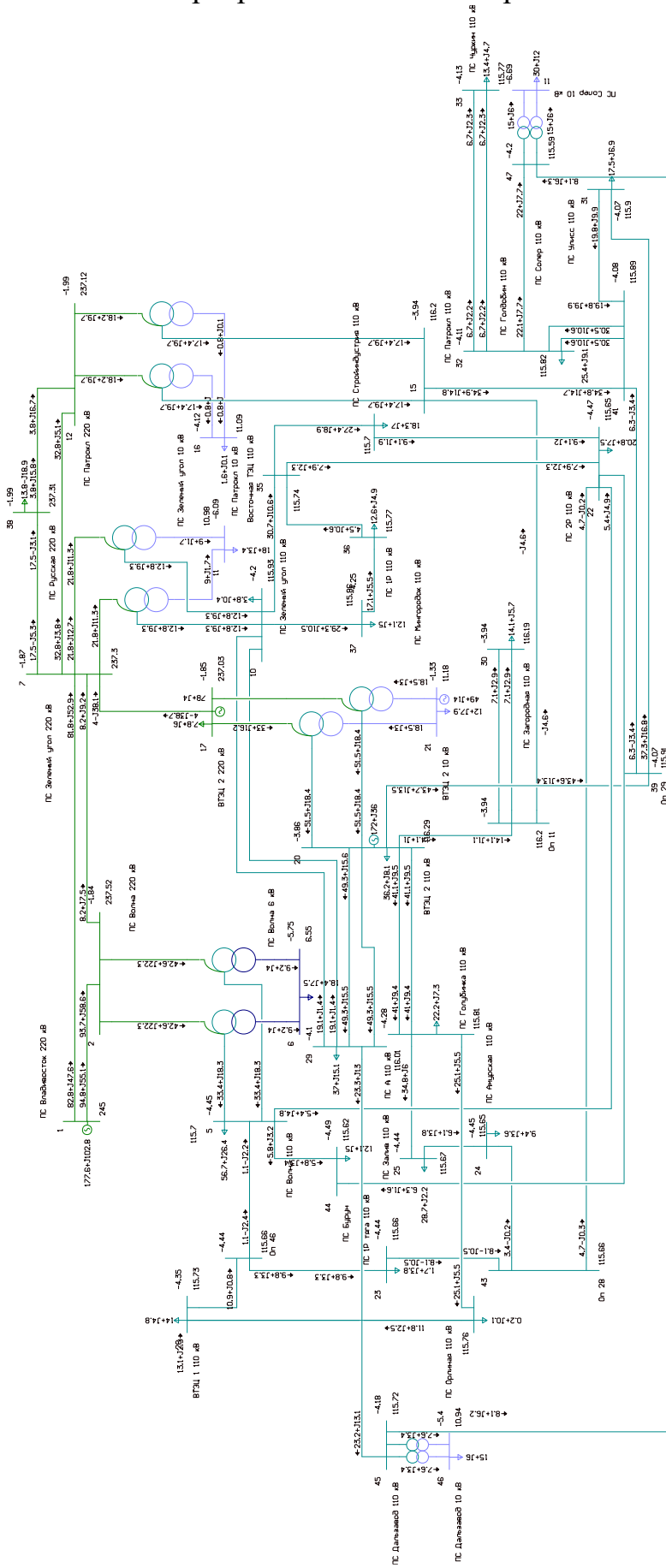


## Приложение Е. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220			1				177,6	102,8	245		245	
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220			1								237,52	-1,84
Нагр	3	ПС Волна Н1	220			1								231,46	-4,46
Нагр	4	ПС Волна Н2	220			1								231,46	-4,46
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110			1	56,7	26,4						115,7	-4,45
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6			1	18,4	7,5						6,55	-5,75
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220			1								237,3	-1,87
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220			1								231,93	-4,21
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220			1								231,93	-4,21
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110			1	3,8	0,4						115,93	-4,2
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10			1	18	3,4						10,98	-6,09
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220			1								237,12	-1,99
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220			1								232,51	-3,95
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220			1								232,51	-3,95
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110			1								116,2	-3,94
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10			1	1,6	0,1						11,09	-4,12
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220			1	7,8	6	78	4	220			237,03	-1,85
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220			1								232,68	-3,87
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220			1								232,68	-3,87
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110			1	36,2	8,1	172	36	119			116,29	-3,86
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10			1	12	7,9	49	14	10,5			11,18	-1,33
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110			1	20,8	7,5						115,65	-4,47
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110			1	1,7	3,8						115,66	-4,44
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110			1	9,4	3,6						115,65	-4,45
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110			1	28,7	2,2						115,67	-4,44
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110			1	14	4,8						115,73	-4,35
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110			1	0,2	0,1						115,76	-4,33
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110			1	22,2	7,4						115,81	-4,28
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110			1	37	15						116,01	-4,1
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110			1	14,1	5,7						116,19	-3,94
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110			1	17,5	6,9						115,9	-4,07
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110			1	25,4	9,1						115,82	-4,11
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110			1	13,4	4,7						115,77	-4,13
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110			1	18,3	7						115,7	-4,41
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110			1								115,74	-4,37
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110			1	12,6	4,9						115,77	-4,32
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110			1	12,1	5						115,86	-4,25
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220			1	13,8	-18,9						237,31	-1,99
Нагр	39	Оп 29	110			1								115,91	-4,07
Нагр	40	Оп 11	110			1								116,2	-3,94
Нагр	41	Оп 8	110			1								115,89	-4,08
Нагр	42	Оп 46	110			1								115,66	-4,44
Нагр	43	Оп 28	110			1								115,66	-4,44
Нагр	44	ПС Бурун	110			1	12,1	5						115,62	-4,49
Нагр	45	ПС Дальзавод 110 кВ	110			1								115,72	-4,18
Нагр	46	ПС Дальзавод 10 кВ	10			1	15	6						10,94	-5,4
Нагр	47	ПС Солер 110 кВ	110			1								115,59	-4,2
Нагр	48	ПС Солер 10 кВ	10			1	30	12						11	-6,69



Продолжение приложение Е.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3





Продолжение приложение Е.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220			1		177,7	103,1	245				245	
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220			1								237,49	-1,84
Нагр	3	ПС Волна Н1	220			1								231,39	-4,47
Нагр	4	ПС Волна Н2	220			1								231,39	-4,47
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110			1	56,7	26,4						115,66	-4,46
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6			1	18,4	7,5						6,55	-5,76
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220			1								237,29	-1,87
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220			1								231,81	-4,25
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220			1								231,81	-4,25
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110			1	3,8	0,4						115,87	-4,23
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10			1	18	3,4						10,98	-6,13
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220			1								237,11	-1,99
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220			1								232,62	-3,91
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220			1								232,62	-3,91
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110			1								116,26	-3,89
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10			1	1,6	0,1						11,09	-4,07
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220			1	7,8	6	78	4	220			237,01	-1,85
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220			1								232,66	-3,86
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220			1								232,66	-3,86
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110			1	36,2	8,1	172	36	119			116,28	-3,85
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10			1	12	7,9	49	14	10,5			11,18	-1,33
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110			1	20,8	7,5						115,6	-4,48
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110			1	1,7	3,8						115,63	-4,45
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110			1	9,4	3,6						115,63	-4,46
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110			1	28,7	2,2						115,65	-4,45
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110			1	14	4,8						115,7	-4,35
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110			1	0,2	0,1						115,73	-4,33
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110			1	22,2	7,4						115,79	-4,28
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110			1	37	15						115,94	-4,14
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110			1	14,1	5,7						116,24	-3,9
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110			1	17,5	6,9						116,02	-4
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110			1	25,4	9,1						115,97	-4,02
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110			1	13,4	4,7						115,92	-4,05
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110			1	18,3	7						115,65	-4,44
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110			1								115,69	-4,39
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110			1	12,6	4,9						115,72	-4,35
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110			1	12,1	5						115,8	-4,28
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220			1	13,8	-18,9						237,3	-1,99
Нагр	39	Оп 29	110			1								116,02	-4
Нагр	40	Оп 11	110			1								116,26	-3,89
Нагр	41	Оп 8	110			1								116,01	-4
Нагр	42	Оп 46	110			1								115,63	-4,45
Нагр	43	Оп 28	110			1								115,63	-4,45
Нагр	44	ПС Бурун	110			1	12,1	5						115,58	-4,5
Нагр	45	ПС Дальзавод 110 кВ	110			1								115,41	-4,31
Нагр	46	ПС Дальзавод 10 кВ	10			1	15	6						10,91	-5,54
Нагр	47	ПС Солер 110 кВ	110			1								115,06	-4,43
Нагр	48	ПС Солер 10 кВ	10			1	30	12						10,95	-6,94



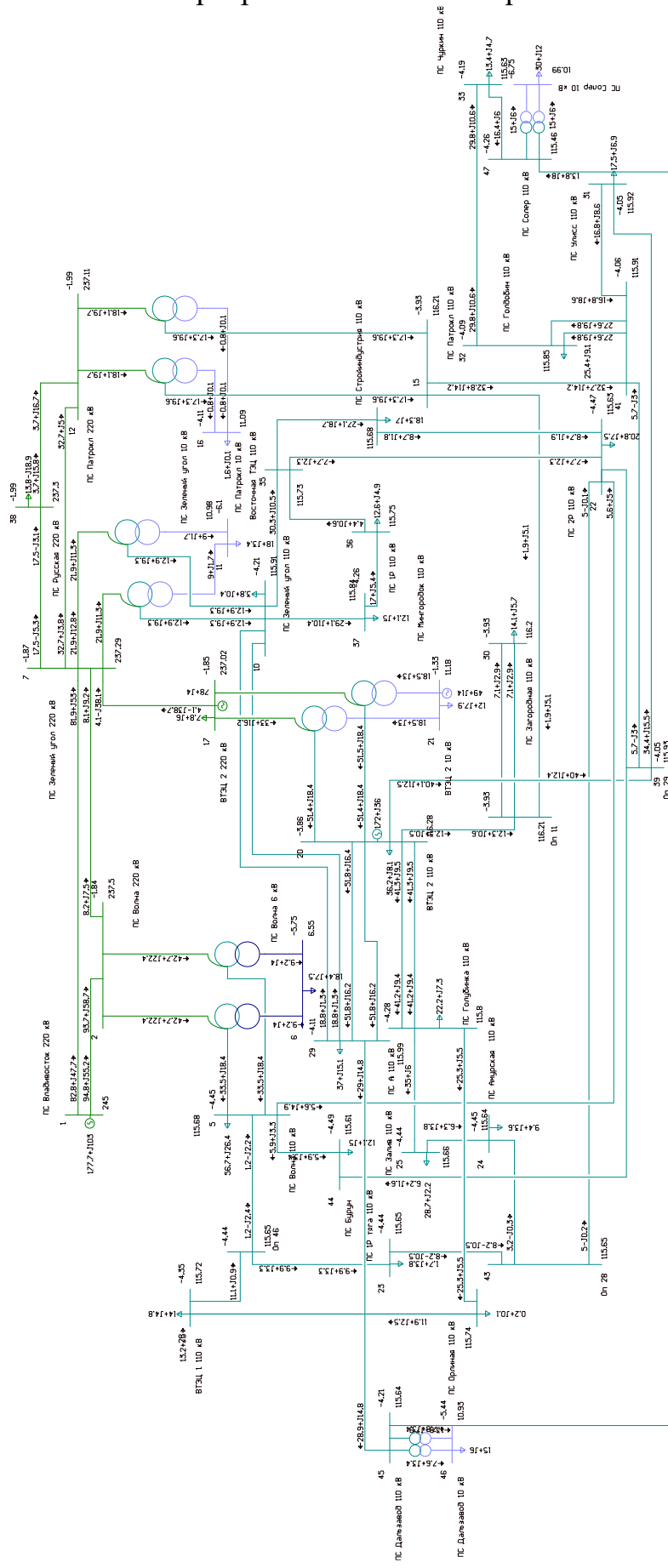


Приложение Ж.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220			1			177,7	103		245		245	
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220			1								237,5	-1,84
Нагр	3	ПС Волна Н1	220			1								231,44	-4,46
Нагр	4	ПС Волна Н2	220			1								231,44	-4,46
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110			1	56,7	26,4						115,68	-4,45
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6			1	18,4	7,5						6,55	-5,75
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220			1								237,29	-1,87
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220			1								231,89	-4,22
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220			1								231,89	-4,22
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110			1	3,8	0,4						115,91	-4,21
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10			1	18	3,4						10,98	-6,1
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220			1								237,11	-1,99
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220			1								232,53	-3,94
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220			1								232,53	-3,94
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110			1								116,21	-3,93
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10			1	1,6	0,1						11,09	-4,11
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220			1	7,8	6	78	4	220			237,02	-1,85
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220			1								232,67	-3,87
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220			1								232,67	-3,87
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110			1	36,2	8,1	172	36	119			116,28	-3,86
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10			1	12	7,9	49	14	10,5			11,18	-1,33
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110			1	20,8	7,5						115,63	-4,47
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110			1	1,7	3,8						115,65	-4,44
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110			1	9,4	3,6						115,64	-4,45
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110			1	28,7	2,2						115,66	-4,44
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110			1	14	4,8						115,72	-4,35
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110			1	0,2	0,1						115,74	-4,33
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110			1	22,2	7,4						115,8	-4,28
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110			1	37	15						115,99	-4,11
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110			1	14,1	5,7						116,2	-3,93
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110			1	17,5	6,9						115,92	-4,05
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110			1	25,4	9,1						115,85	-4,09
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110			1	13,4	4,7						115,63	-4,19
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110			1	18,3	7						115,68	-4,42
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110			1								115,73	-4,37
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110			1	12,6	4,9						115,75	-4,33
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110			1	12,1	5						115,84	-4,26
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220			1	13,8	-18,9						237,3	-1,99
Нагр	39	Оп 29	110			1								115,93	-4,05
Нагр	40	Оп 11	110			1								116,21	-3,93
Нагр	41	Оп 8	110			1								115,91	-4,06
Нагр	42	Оп 46	110			1								115,65	-4,44
Нагр	43	Оп 28	110			1								115,65	-4,44
Нагр	44	ПС Бурун	110			1	12,1	5						115,61	-4,49
Нагр	45	ПС Дальзавод 110 кВ	110			1								115,64	-4,21
Нагр	46	ПС Дальзавод 10 кВ	10			1	15	6						10,93	-5,44
Нагр	47	ПС Солер 110 кВ	110			1								115,46	-4,26
Нагр	48	ПС Солер 10 кВ	10			1	30	12						10,99	-6,75



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



Продолжение приложение Ж.  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
База	1	ПС Владивосток 220 кВ	220			1				177,9	103,6	245		245	
Нагр	2	ПС Волна 220 кВ	220			1								237,47	-1,84
Нагр	3	ПС Волна Н1	220			1								231,33	-4,48
Нагр	4	ПС Волна Н2	220			1								231,33	-4,48
Нагр	5	ПС Волна 110 кВ	110			1	56,7	26,4						115,63	-4,47
Нагр	6	ПС Волна 6 кВ	6			1	18,4	7,5						6,55	-5,78
Нагр	7	ПС Зеленый угол 220 кВ	220			1								237,26	-1,87
Нагр	8	ПС Зеленый угол Н1	220			1								231,71	-4,27
Нагр	9	ПС Зеленый угол Н2	220			1								231,71	-4,27
Нагр	10	ПС Зеленый угол 110 кВ	110			1	3,8	0,4						115,82	-4,26
Нагр	11	ПС Зеленый угол 10 кВ	10			1	18	3,4						10,97	-6,15
Нагр	12	ПС Патрокл 220 кВ	220			1								237,08	-1,99
Нагр	13	ПС Патрокл Н1	220			1								232,66	-3,89
Нагр	14	ПС Патрокл Н2	220			1								232,66	-3,89
Нагр	15	ПС Патрокл 110 кВ	110			1								116,28	-3,87
Нагр	16	ПС Патрокл 10 кВ	10			1	1,6	0,1						11,1	-4,05
Нагр	17	ВТЭЦ 2 220 кВ	220			1	7,8	6	78	4	220			236,98	-1,85
Нагр	18	ВТЭЦ 2 Н1	220			1								232,62	-3,86
Нагр	19	ВТЭЦ 2 Н2	220			1								232,62	-3,86
Нагр	20	ВТЭЦ 2 110 кВ	110			1	36,2	8,1	172	36	119			116,26	-3,85
Нагр	21	ВТЭЦ 2 10 кВ	10			1	12	7,9	49	14	10,5			11,18	-1,32
Нагр	22	ПС 2Р 110 кВ	110			1	20,8	7,5						115,57	-4,5
Нагр	23	ПС 1Р тяга 110 кВ	110			1	1,7	3,8						115,6	-4,45
Нагр	24	ПС Амурская 110 кВ	110			1	9,4	3,6						115,6	-4,46
Нагр	25	ПС Залив 110 кВ	110			1	28,7	2,2						115,62	-4,45
Нагр	26	ВТЭЦ 1 110 кВ	110			1	14	4,8						115,68	-4,36
Нагр	27	ПС Орлиная 110 кВ	110			1	0,2	0,1						115,7	-4,33
Нагр	28	ПС Голубинка 110 кВ	110			1	22,2	7,4						115,76	-4,28
Нагр	29	ПС А 110 кВ	110			1	37	15						115,88	-4,16
Нагр	30	ПС Загородная 110 кВ	110			1	14,1	5,7						116,26	-3,88
Нагр	31	ПС Улисс 110 кВ	110			1	17,5	6,9						116,08	-3,96
Нагр	32	ПС Голдобин 110 кВ	110			1	25,4	9,1						116,05	-3,97
Нагр	33	ПС Чуркин 110 кВ	110			1	13,4	4,7						114,59	-4,63
Нагр	34	ПС Стройиндустрия 110 кВ	110			1	18,3	7						115,6	-4,45
Нагр	35	Восточная ТЭЦ 110 кВ	110			1								115,65	-4,41
Нагр	36	ПС 1Р 110 кВ	110			1	12,6	4,9						115,67	-4,37
Нагр	37	ПС Мингородок 110 кВ	110			1	12,1	5						115,75	-4,31
Нагр	38	ПС Русская 220 кВ	220			1	13,8	-18,9						237,28	-1,99
Нагр	39	Оп 29	110			1								116,08	-3,95
Нагр	40	Оп 11	110			1								116,28	-3,87
Нагр	41	Оп 8	110			1								116,07	-3,96
Нагр	42	Оп 46	110			1								115,6	-4,45
Нагр	43	Оп 28	110			1								115,6	-4,46
Нагр	44	ПС Бурун	110			1	12,1	5						115,55	-4,52
Нагр	45	ПС Дальзавод 110 кВ	110			1								115,22	-4,4
Нагр	46	ПС Дальзавод 10 кВ	10			1	15	6						10,89	-5,63
Нагр	47	ПС Солер 110 кВ	110			1								114,73	-4,57
Нагр	48	ПС Солер 10 кВ	10			1	30	12						10,92	-7,1





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

